

**UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR**

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA, MINAS,  
PETRÓLEOS Y AMBIENTAL.**

**ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS.**

**TRABAJO DE GRADO DE TESIS PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS.**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS INNOVADORAS PARA  
EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN DEL YACIMIENTO  
“M-1” y “U INFERIOR” DEL CAMPO FANNY BLOQUE  
TARAPOA, ANDES PETROLEUM LIMITED.**

**AUTOR:**

**OSCAR POLIVIO ARIAS PILAQUINGA.**

**TUTOR:**

**ING. NELSON SUQUILANDA.**

**QUITO, Abril, 2013.**

# ***DEDICATORIA***

*Este logro está dedicado a todas las personas que tienen ese anhelo de superarse en la vida que a pesar de las circunstancias adversas nunca se dan por vencidos y se esfuerzan por alcanzar sus más infinitos sueños.*

# *AGRADECIMIENTOS*

*A Dios por ser la razón de mi vida.*

*A mis padres Rafael y Rosa, por su apoyo incondicional así como mis queridos hermanos Marco, Diego y Ricardo, por ser mi inspiración y ejemplo a seguir.*

*A la Universidad Central del Ecuador, en nombre de la Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental por el conocimiento adquirido para guiarme a esta etapa de mi carrera, en especial a los miembros del Tribunal de Tesis Ingenieros: Nelson Suquilanda Duque, Gustavo Pinto Arteaga, Jorge Erazo y Patricio Izurieta Granja por el tiempo que han invertido en mí con su guía para que pueda llevar a cabo este proyecto de tesis.*

*A la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited, por facilitar y auspiciar este estudio, especialmente a los Ingenieros: Ernesto Barragán por confiar en mí y Juan Fernando Romero por su conocimiento, y a todos los que conforman el Departamento de Exploración y Desarrollo de Andes Petroleum Ecuador Limited, mil gracias por todo.*

*En general un agradecimiento infinito a todos las personas que han vivido conmigo la realización de esta tesis, que no necesito nombrar porque tanto ellos como yo sabemos que desde lo más profundo de mi corazón les agradezco haberme brindado todo el apoyo, colaboración, ánimo pero sobre todo su amistad incondicional.*

## AUTORIZACIÓN DEL AUTOR

Yo, OSCAR POLIVIO ARIAS PILAQUINGA, en calidad de autor de la tesis denominada: “ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS INNOVADORAS PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN DEL YACIMIENTO M-1 Y U-INFERIOR DEL CAMPO FANNY. BLOQUE TARAPOA. ANDES PETROLEUM ECUADOR LIMITED”, por la presente autorizo a la UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR, Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental hacer uso de todos los contenidos que me pertenecen o de parte de los que contienen esta obra, con fines estrictamente académicos o de investigación.

Los derechos que como autor me corresponden, con excepción de la presente autorización, seguirán vigentes a mi favor, de conformidad con lo establecido en los artículos 5, 6 ,8 ,19 y demás pertinentes de la Ley de Propiedad Intelectual y su Reglamento.

Quito, 17 de Abril 2013

A handwritten signature in black ink, consisting of a large, stylized 'O' with a horizontal line through it, and some additional scribbles below.

---

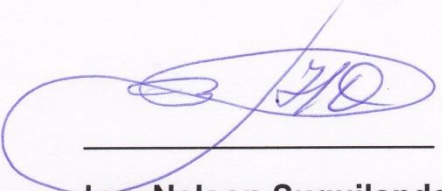
Oscar Arias.  
CI: 171349606-3



## INFORME DE APROBACIÓN DEL TUTOR

En mi carácter de Tutor del Trabajo de Grado presentado por el señor **OSCAR POLIVIO ARIAS PILAQUINGA** para optar el título o Grado de **INGENIERO DE PETRÓLEOS** cuya tesis se denomina: “ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS INNOVADORAS PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN DEL YACIMIENTO M-1 Y U-INFERIOR DEL CAMPO FANNY. BLOQUE TARAPOA. ANDES PETROLEUM ECUADOR LIMITED”, considero que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a la presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Quito, a los 17 días del mes de Abril del 2013



Ing. Nelson Suquilanda

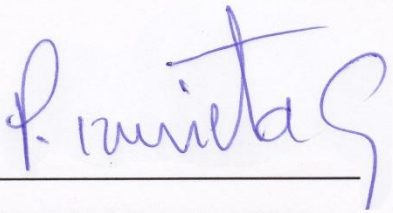
**TUTOR DE TESIS**

## INFORME DE APROBACIÓN DEL TRIBUNAL

El tribunal constituido por: Ing. Patricio Izurieta, Ing. Gustavo Pinto Arteaga, Ing. Jorge Erazo. **DECLARAN:** Que la presente tesis denominada: “ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS INNOVADORAS PARA EL CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN DEL YACIMIENTO M-1 Y U-INFERIOR DEL CAMPO FANNY. BLOQUE TARAPOA. ANDES PETROLEUM ECUADOR LIMITED”, ha sido elaborada íntegramente por el señor Oscar Polivio Arias Pilaquinga, egresado de la Carrera de Ingeniería de Petróleos, ha sido revisada y verificada, dando fe de la originalidad del presente trabajo.

Ha emitido el siguiente veredicto: Se ha aprobado el Proyecto de Tesis para su Defensa Oral.


En la ciudad de Quito a los 17 días del mes de Abril del 2013

  
**Ing. Patricio Izurieta**

PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

  
**ING. GUSTAVO PINTO ARTEAGA**

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

  
**Ing. Jorge Erazo.**

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

## ÍNDICE GENERAL.

<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>1</b>
<b>1. INTRODUCCIÓN. ....</b>	<b>1</b>
1.1. Enunciado del Tema.....	3
1.2. Descripción del Problema.....	3
1.3. Objetivos.....	4
1.3.1. Objetivo general.....	4
1.3.2. Objetivos específicos .....	4
1.4. Metodología.....	5
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>4</b>
<b>2. MARCO TEÓRICO. ....</b>	<b>5</b>
2.1. Aspectos Generales del Bloque Tarapoa.....	6
2.1.1. Descripción general del campo Fanny .....	6
2.1.2. Aspectos geológicos.....	6
2.1.3. Aspectos geofísicos .....	6
2.1. Modelo Petrofísico.....	13
2.2.1. Descripción Petrofísica .....	13
2.2.2. Porosidad ( $\Phi$ ) .....	13
2.2.3. Permeabilidad (k).....	14
2.3. Propiedades de los Fluidos (PVT).....	16
2.3.1. Propiedades del petróleo .....	16
2.3.2. Propiedades del agua de formación.....	16
2.3.2.1. Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) .....	16
2.4 Ingeniería de Yacimientos.....	16
2.4.1. Petróleo original en sitio (POES) .....	16
2.5. Facilidades de Producción.....	19
2.5.1. Procesamiento del crudo en el campo Fanny .....	19
2.5.2. Procesamiento del agua de producción .....	20
2.5.3. Procesamiento del gas .....	20
2.5.4. Inyección de agua para mantenimiento de presión yacimiento M -1 .....	20
2.6. Mecanismos de Producción.....	22
2.6.1. Empuje hidráulico .....	22
2.6.1.1. Tipos de empuje hidráulico .....	23
2.6.2. Empuje por gas en solución.....	23
2.6.3. Empuje por capa de gas .....	24
2.6.4. Empuje por gravedad .....	24
2.6.5. Empuje por expansión de roca y fluido .....	25
2.6.6. Empuje combinado .....	25
2.7. Términos y Tipo de Agua .....	26
2.7.1. Orígenes del agua. ....	26

2.7.1.1. Agua de barrido. ....	26
2.7.1.2. Agua en exceso “agua mala”. ....	26
2.7.1.3. Agua buena “aceptable”.....	26
2.7.2. Flujo de agua en reservorios .....	27
2.7.3. Relación agua-petróleo (RAP) o water - oil ratio (WOR). ....	28
2.7.4. Corte de agua al límite económico.....	28
<b>2.8. Análisis de Curvas de Declinación del Campo Fanny.....</b>	<b>29</b>
2.8.1. Aplicación de los mínimos cuadrados para resolución de declinación exponencial y armónica .....	32
2.8.2. Aplicación de la regresión lineal para resolución de los coeficientes para declinación hiperbólica .....	32
2.8.3. Significado físico de las curvas de declinación .....	34
<b>2.9. Tipos de Problemas y Soluciones para el Control de Agua.....</b>	<b>35</b>
2.9.1. Filtración por el casing, tuberías de producción o empacadores .....	35
2.9.2. Flujo detrás del casing .....	36
2.9.3. Contacto agua-petróleo ascendente .....	36
2.9.4. Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal .....	36
2.9.5. Fallas entre un pozo inyector y un productor .....	37
2.9.6. Fallas o fracturas de una capa de agua .....	37
2.9.7. Conificación o formación de cúspide.....	38
2.9.8. Barrido areal deficiente .....	38
2.9.9. Capa segregación gravitacional.....	39
2.9.10. Capa inundada con flujo trasversal .....	39
<b>2.10. Técnicas de Diagnóstico para el Control del Agua en el Yacimiento.....</b>	<b>40</b>
<b>2.11. Tratamientos y Trabajos para el Control de Agua.....</b>	<b>44</b>
2.11.1. Trabajos mecánicos.....	44
2.11.2. Trabajos químicos .....	44
2.11.1.1. Sistemas de polímeros en base agua. ....	45
2.11.1.2. Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes.. ....	45
2.11.1.3. DPR-reductores desproporcionados de permeabilidad .. ....	46
2.11.1.4. SPB- bloqueadores permeabilidad selectivos.. ....	46
2.11.1.5. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).....	47
2.11.3. Cementación forzada o remedial (Squeeze) .....	49
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>51</b>
<b>3.SELECCIÓN DE POZOS CRÍTICOS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA.....</b>	<b>51</b>
<b>3.1. Alto corte de agua BSW (Basic Sediment and Water).....</b>	<b>51</b>
yacimiento U Inferior.....	51
<b>3.2. Pozos con cambios abruptos de WOR.....</b>	<b>52</b>
<b>3.3. Pozos cercanos a la falla Fanny - Dorine.....</b>	<b>53</b>
<b>3.4. Pozos cercanos a pozos inyectores.....</b>	<b>54</b>
<b>3.5. Otras consideraciones.....</b>	<b>55</b>
<b>3.7. Datos y características de los pozos seleccionados.....</b>	<b>56</b>
<b>3.8. Historiales de producción.....</b>	<b>59</b>
<b>3.9. Historial de completaciones y reacondicionamientos.....</b>	<b>59</b>

<b>CAPÍTULO IV .....</b>	<b>86</b>
<b>4. ANÁLISIS TÉCNICO Y SOLUCIONES.....</b>	<b>86</b>
<b>4.1. Análisis del avance de agua por pozo.....</b>	<b>8.6</b>
<b>4.1. Análisis del avance de agua por pozo.....</b>	<b>87</b>
4.1.2. Pozo Fanny 18B-02 (M-1).....	87
4.1.2. Pozo Fanny 18B-10 (M-1).....	94
4.1.3. Pozo Fanny 18B-20 (M-1).....	102
4.1.4. Pozo Fanny 18B-21 (M-1).....	109
4.1.5. Pozo Fanny 18B-28 (M-1).....	117
4.1.6. Pozo Fanny 18B-46 (M-1).....	124
4.1.7. Pozo Fanny 18B-57 (M-1).....	131
4.1.8. Pozo Fanny 18B-61 (M-1).....	138
4.1.9. Pozo Fanny 18B-66 (M-1).....	144
4.1.10. Fanny 18B-100H (M-1) .....	151
4.1.11. Pozo Fanny 18B-120H (M-1) .....	155
4.1.12. Pozo Fanny 18B-23RE(U-Inferior) .....	160
4.1.13. Pozo Fanny 18B-31 (U-Inferior) .....	165
4.1.14. Pozo Fanny 18B-71 (U-Inferior) .....	171
4.1.15. Pozo Fanny 18B-109 (U-Inferior) .....	178
<b>4.2. Cálculo de Reservas por el Método Volumétrico.....</b>	<b>184</b>
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>186</b>
<b>5. PROPUESTAS PARA EL CONTROL DE AGUA EN LOS POZOS ANALIZADOS... 186</b>	
<b>5.1. Información básica requerida para el control de agua. ....</b>	<b>186</b>
<b>5.2. Factores de Interés para un Tratamiento Exitoso.....</b>	<b>186</b>
5.2.1. Conocimiento del reservorio .....	186
5.2.2. Relación de movilidad.....	186
5.2.3. Fracturas naturales.....	187
5.2.4. Zonas de alta permeabilidad.....	187
<b>5.3. Sugerencias para la selección del tratamiento.....</b>	<b>188</b>
5.3.1. Agua producida por la zona cañoneada.....	188
5.3.2. Agua destruye la zona impermeable.....	189
5.3.3. Entrada de agua desde una capa permeable .....	189
<b>5.4. Tratamientos con polímeros modificadores de permeabilidad.....</b>	<b>190</b>
<b>5.5. Tratamientos adecuados para los pozos seleccionados.....</b>	<b>192</b>
<b>CAPÍTULO VI .....</b>	<b>198</b>
<b>6. ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>198</b>
<b>6.1. Producción incremental.....</b>	<b>198</b>
<b>6.2. Costos operativos.....</b>	<b>200</b>
6.2.1 Costos por levantamiento .....	200
6.2.2 Costos por manejo de agua.....	200
6.2.3 Costos por mantenimiento .....	200
6.2.4 Costos de procesos y químicos .....	201
<b>6.3 Índices económicos.....</b>	<b>201</b>

6.3.1 Valor Presente Neto .....	201
6.3.2 Relación VNP/Inversión .....	201
6.2.3 Tasa Interna de Retorno (TIR) .....	201
<b>6.4. Costos Tangibles.....</b>	<b>202</b>
<b>6.5. Costos Intangibles.....</b>	<b>202</b>
<b>6.6. OPEX (costos de operación).....</b>	<b>202</b>
<b>6.7. CAPEX(costos de capital).....</b>	<b>202</b>
<b>6.8. Resultados económicos de los pozos analizados.....</b>	<b>205</b>
<b>6.9. Pronósticos de producción realizados los tratamientos.....</b>	<b>205</b>
<b>CAPÍTULO VII.....</b>	<b>254</b>
<b>7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>208</b>
7.1. Conclusiones de Producción.....	208
7.2. Conclusiones de Yacimientos.....	209
7.3. Conclusiones de Económicas.....	210
7.4. Recomendaciones.....	210
<b>CAPÍTULO VIII.....</b>	<b>211</b>
<b>8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>211</b>
8.1. Referencias citadas.....	211
8.2. Referencias consultadas.....	211
8.3. Webgrafía.....	212
<b>CAPÍTULO IX.....</b>	<b>213</b>
<b>9. ANEXOS.....</b>	<b>213</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICAS

### CAPÍTULO 2.

<b>Gráfico 2.1:</b> Mapa de Ubicación Geográfica del Campo Fanny en el Bloque Tarapoa....	7
<b>Gráfico 2.2:</b> Ubicación Geográfica del Campo Fanny.....	8
<b>Gráfico 2.3:</b> Columna Estratigráfica del Campo Fanny.....	10
<b>Gráfico 2.4:</b> Interpretación Sísmica del Campo Fanny.....	11
<b>Gráfico 2.5:</b> Mapa Estructural del Yacimiento M-1 Campo Fanny.....	12
<b>Gráfico 2.6:</b> Mapa Estructural del Campo Fanny Yacimiento U-Inferior.....	12
<b>Gráfico 2.7:</b> Profundidad vs Porosidad.....	14
<b>Gráfico 2.8:</b> Registro Eléctrico del Fanny 18B -20.....	14
<b>Gráfico 2.9:</b> Profundidad vs Permeabilidad Horizontal.....	15
<b>Gráfico 2.10:</b> Profundidad vs Permeabilidad Vertical.....	15
<b>Gráfico 2.11:</b> Facilidades Centrales de Producción (MPF) del Campo Fanny.....	21
<b>Gráfico 2.12:</b> Tipos de Mecanismos de Producción y Eficiencia.....	22
<b>Gráfico 2.13:</b> Tipos de Mecanismos de Empuje Hidráulico.....	23
<b>Gráfico 2.14:</b> Empuje por Gas en Solución.....	23
<b>Gráfico 2.15:</b> Empuje por Capa de Gas.....	24
<b>Gráfico 2.16:</b> Empuje por Gravedad.....	25
<b>Gráfico 2.17:</b> Empuje Combinado.....	25
<b>Gráfico 2.18:</b> RAP vs Producción de Petróleo.....	27
<b>Gráfico 2.19:</b> Curvas de Declinación.....	29
<b>Gráfico 2.20:</b> $\ln q_t$ (Caudal Total) versus tiempo.....	34

<b>Gráfico 2.21:</b> Tipos de Problemas de Producción de Agua.....	35
<b>Gráfico 2.22:</b> Filtración en el casing, tubing o empacadores.....	36
<b>Gráfico 2.23.</b> Flujo detrás del casing.....	36
<b>Gráfico 2.24.</b> Contacto agua-petróleo ascendente.....	37
<b>Gráfico 2.25.</b> Capas alta permeabilidad sin flujo Transversal.....	37
<b>Gráfico 2.26.</b> Fallas entre un pozo inyector -productor.....	37
<b>Gráfico 2.27.</b> Fallas o Fracturas de una capa de agua.....	37
<b>Gráfico 2.28.</b> Conificación o formación de cúspide (cusping).....	38
<b>Gráfico 2.29.</b> Barrido areal deficiente.....	39
<b>Gráfico 2.30.</b> Capa de segregación gravitacional.....	39
<b>Gráfico 2.31.</b> Capa inundada con flujo transversal.....	40
<b>Gráfico 2.32.</b> Método gráfico para evaluar la problemática del agua (a) Historia de tasas de producción (b) Curvas de declinación de producción.....	41
<b>Gráfico 2.33.</b> Curvas de diagnóstico de la producción de agua.....	42
<b>Gráfico 2.34.</b> Esquematización Comportamiento Roca-Fluido-Polímero.....	49
<b>Gráfico 2.35.</b> Esquema de Cementación forzada o remedial.....	50
<b>CAPÍTULO 3</b>	
<b>Gráfico 3.1.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-02 (M-1).....	60
<b>Gráfico 3.2.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-10 (M-1).....	60
<b>Gráfico 3.3.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-20 (M-1).....	61
<b>Gráfico 3. 4.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-21 (M-1).....	61
<b>Gráfico 3.5.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-28 (M-1).....	62
<b>Gráfico 3.6.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-46 (M-1).....	62
<b>Gráfico 3.7.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-57 (M-1).....	63
<b>Gráfico 3.8.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-61 (M-1).....	63



<b>Gráfico 3.9.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-66 (M-1).....	64
<b>Gráfico 3.10.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-100H (M-1).....	64
<b>Gráfico 3.11.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-120H (M-1)....	65
<b>Gráfico 3.12.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-145H (M-1).....	65
<b>Gráfico 3.13.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-23 RE (U Inferior).....	66
<b>Gráfico 3.14.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-31 (U Inferior).....	66
<b>Gráfico 3.15.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-71 (U Inferior.).....	67
<b>Gráfico 3.16.</b> Historial de Producción del pozo Fanny 18B-109 (U Inferior).....	67
<b>Gráfico 3.17.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-02 (M-1).....	70
<b>Gráfico 3.18.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-10 (M-1).....	71
<b>Gráfico 3.19.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-20 (M-1).....	72
<b>Gráfico 3.20.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-21 (M-1).....	73
<b>Gráfico 3.21.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-28 (M-1).....	74
<b>Gráfico 3.22.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-46 (M-1).....	75
<b>Gráfico 3.23.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-57 (M-1).....	76
<b>Gráfico 3.24.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-61 (M-1).....	77
<b>Gráfico 3.25.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-66 (M-1).....	78
<b>Gráfico 3.26.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-100 H (M-1).....	79
<b>Gráfico 3.27.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-120 H (M-1).....	80
<b>Gráfico 3.28.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-23 RE (U Inferior.).....	82
<b>Gráfico 3.29.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-31 (U Inferior.).....	83
<b>Gráfico 3.30.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-71 (U Inferior.).....	84
<b>Gráfico 3.31.</b> Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-109 (U Inferior.).....	85

## **CAPÍTULO 4**

<b>Gráfico 4.1.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	87
<b>Gráfico 4.2.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo.....	90
<b>Gráfico 4.3.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	91
<b>Gráfico 4.4.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	97
<b>Gráfico 4.5.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	92
<b>Gráfico 4.6.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	92
<b>Gráfico 4.7.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-02 (M-1).....	93
<b>Gráfico 4.8.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	94
<b>Gráfico 4.8.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	98
<b>Gráfico 4.10.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	99
<b>Gráfico 4.11.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	99
<b>Gráfico 4.12.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	100
<b>Gráfico 4.13.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	100
<b>Gráfico 4.14.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-10.....	101
<b>Gráfico 4.15.</b> Registro Cementación Fanny 18B-10.....	101
<b>Gráfico 4.16.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	100
<b>Gráfico 4.17.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	105
<b>Gráfico 4.18.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	106
<b>Gráfico 4.19.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	106
<b>Gráfico 4.20.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	107
<b>Gráfico 4.21.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	107
<b>Gráfico 4.22.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-20.....	108
<b>Gráfico 4.23.</b> Registro Cementación Fanny 18B-20.....	108
<b>Gráfico 4.24.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	109

<b>Gráfico 4.25.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	113
<b>Gráfico 4.26.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	114
<b>Gráfico 4.27.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	114
<b>Gráfico 4.28.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	115
<b>Gráfico 4.29.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	115
<b>Gráfico 4.30.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-21.....	116
<b>Gráfico 4.31.</b> Registro Cementación Fanny 18B-21.....	116
<b>Gráfico 4.32.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	117
<b>Gráfico 4.33.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	120
<b>Gráfico 4.34.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	121
<b>Gráfico 4.35.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	121
<b>Gráfico 4.36.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	122
<b>Gráfico 4.37.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	122
<b>Gráfico 4.38.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-28.....	123
<b>Gráfico 4.39.</b> Registro Cementación Fanny 18B-28.....	123
<b>Gráfico 4.40.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	124
<b>Gráfico 4.41.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	127
<b>Gráfico 4. 42.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	128
<b>Gráfico 4.43.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	128
<b>Gráfico 4.44.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	129
<b>Gráfico 4.45.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	129
<b>Gráfico 4.46.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-46.....	130
<b>Gráfico4.47.</b> Registro Cementación Fanny 18B-46.....	130
<b>Gráfico 4.48.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	131

<b>Gráfico 4.49.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	134
<b>Gráfico 4.50.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	135
<b>Gráfico 4.51.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	135
<b>Gráfico 4.52.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	136
<b>Gráfico 4. 53.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	136
<b>Gráfico 4.54.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-57.....	137
<b>Gráfico4.55.</b> Registro Cementación Fanny 18B-57.....	137
<b>Gráfico 4.56.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	138
<b>Gráfico 4.57.</b> Producción Diaria Petróleo-Agua vs Producción Acumulada.....	140
<b>Gráfico 4.58.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	141
<b>Gráfico 4.59.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	141
<b>Gráfico 4.60.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	142
<b>Gráfico 4.61.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	142
<b>Gráfico 4.62.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-61.....	143
<b>Gráfico4.63.</b> Registro Cementación Fanny 18B-61.....	143
<b>Gráfico 4.64.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	144
<b>Gráfico 4.65.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	147
<b>Gráfico 4.66.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	148
<b>Gráfico 4.67.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	148
<b>Gráfico 4.68.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	149
<b>Gráfico 4.69.</b> Gráfico RAP-RAP' vs Tiempo.....	149
<b>Gráfico 4.70.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-66.....	150
<b>Gráfico4.71.</b> Registro Cementación Fanny 18B-66.....	150
<b>Gráfico 4.72.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	151

<b>Gráfico 4.73.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	152
<b>Gráfico 4.74.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	153
<b>Gráfico 4.75.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	154
<b>Gráfico 4.76.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	154
<b>Gráfico 4.77.</b> Gráfico RAP-RAP' vs Tiempo.....	155
<b>Gráfico4.78.</b> Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.....	156
<b>Gráfico 4.79.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	156
<b>Gráfico 4.80.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	158
<b>Gráfico 4.81.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	158
<b>Gráfico 4.82.</b> Análisis Declinatorio Forecast.....	159
<b>Gráfico4.83.</b> RAP-RAP vs Tiempo.....	159
<b>Gráfico 4.84.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	160
<b>Gráfico 4.85.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	162
<b>Gráfico 4.86.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	162
<b>Gráfico 4.87.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	163
<b>Gráfico4.88.</b> Gráfico RAP-RAP vs Tiempo.....	163
<b>Gráfico 4.89.</b> Registro Eléctrico F18B-23RE.....	164
<b>Gráfico 4.90.</b> Registro Cementación F18B-23RE.....	164
<b>Gráfico4.91.</b> Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.....	165
<b>Gráfico 4.92.</b> Producción Diaria Petróleo y Agua vs Producción Acumulada.....	166
<b>Gráfico 4.93.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	168
<b>Gráfico4.94.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	168
<b>Gráfica 4. 95.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	169
<b>Gráfica 4.96.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	169

<b>Gráfica 4.97.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-31.....	170
<b>Gráfica 4.98.</b> Registro Cementación Fanny 18B-31.....	170
<b>Gráfica 4.99.</b> Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.....	171
<b>Gráfica 4.100.</b> Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada.....	174
<b>Gráfica 4.101.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	175
<b>Gráfica 4.102.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	175
<b>Gráfica 4.103.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	176
<b>Gráfica 4.104.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	176
<b>Gráfica 4.105.</b> Registro Eléctrico Fanny 18B-71.....	177
<b>Gráfica 4.106.</b> Registro Cementación Fanny 18B-71.....	177
<b>Gráfica 4. 107.</b> Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.....	178
<b>Gráfica 4.108.</b> Producción Diaria Petróleo y Agua vs Producción Acumulada.....	179
<b>Gráfica 4.109.</b> Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.....	181
<b>Gráfica 4.110.</b> Log WOR vs Producción Acumulada.....	181
<b>Gráfica 4.111.</b> Análisis Declinatorio - Forecast.....	182
<b>Gráfica 4.112.</b> RAP-RAP' vs Tiempo.....	182
<b>Gráfica 4.113.</b> Registro Eléctrico F18B-109.....	183
<b>Gráfica 4.114.</b> Registro Cementación F18B-109.....	183
<b>CAPÍTULO 5</b>	
<b>Gráfica 5. 1.</b> Propiedades Estáticas y Dinámicas del Reservorio.....	186
<b>Gráfica 5. 2.</b> Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo.....	188
<b>Gráfica 5. 3.</b> Agua que destruye la zona permeable.....	189
<b>Gráfica 5. 4.</b> Entrada de agua desde una capa más permeable.....	189
<b>Gráfica 5. 4.</b> Entrada de agua desde una capa más permeable.....	190

## ÍNDICE DE TABLAS

### CAPÍTULO 2

<b>Tabla 2.1.</b> Campos Descubiertos en el Bloque Tarapoa.....	6
<b>Tabla 2.2.</b> Modelo de interpretación de Parámetros Petrofísicos (ELAN).....	13
<b>Tabla 2.3.</b> Propiedades del Petróleo Campo Fanny Yacimiento M-1 y U- Inferior.....	16
<b>Tabla 2.4.</b> Propiedades del Agua de Formación del Yacimiento M-1 y U- Inferior.....	17
<b>Tabla 2.5.</b> Resistividad del Agua de Formación del Yacimiento M-1 y U- Inferior.....	17
<b>Tabla 2. 6.</b> POES Campo Fanny Yacimiento M-1.....	18
<b>Tabla 2. 7.</b> POES Campo Fanny Yacimiento U-Inferior.....	18
<b>Tabla 2. 8.</b> Principales Problemas de Producción de Agua.....	45

### CAPÍTULO 3

<b>Tabla 3.1.</b> Pozos con Altos Corte de Agua BSW Yacimiento M-1.....	51
<b>Tabla 3.2.</b> Pozos con Altos Corte de Agua BSW Yacimiento U Inferior.....	52
<b>Tabla 3. 3.</b> Pozos con cambios abruptos de WOR Yacimiento M-1.....	52
<b>Tabla 3. 4.</b> Pozos con cambios abruptos de WOR Yacimiento U Inferior.....	53
<b>Tabla 3.5.</b> Pozos cercanos a la Falla Fanny-Dorine.....	53
<b>Tabla 3 6.</b> Pozos cercanos a Pozos Inyectores.....	54
<b>Tabla 3.7.</b> Datos y Características de los Pozos Seleccionados Yacimiento M-1.....	56
<b>Tabla 3.8.</b> Datos y Características de los Pozos Seleccionados Yacimiento U Inferior...58	
<b>Tabla 3.9.</b> Historiales de Completación - Reacondicionamientos Arena (M-1).....	68
<b>Tabla 3.10.</b> Historiales de Completación - Reacondicionamientos Arena (U-Inferior).....	81

## **CAPÍTULO 4**

<b>Tabla 4. 1.</b> POES Campo Fanny Yacimiento M-1 y U-inferior.....	185
--	-----

## **CAPÍTULO 5**

<b>Tabla 5. 1.</b> Recomendación de Tratamientos a Pozos Analizados.....	193
--	-----

## **CAPÍTULO 6**

<b>Tabla 6. 1.</b> Costos Estimados de Cementación Forzada (Squeeze).....	203
---	-----

<b>Tabla 6. 2.</b> Costos Estimados de Tratamiento con Geles RPM.....	204
---	-----

<b>Tabla 6. 3.</b> Resultados Económicos Obtenidos.....	205
---	-----



## **Resumen Documental**

Trabajo de investigación basado en Ingeniería de Reservorios y de Producción, particularmente sobre el control del incremento excesivo en la producción de agua de formación en los campos en estudio. El objetivo esencial es proponer mediante un análisis técnico económico, soluciones a los problemas de producción de agua de formación, a través de la aplicación tratamientos innovadoras para el control de agua de formación.

**Problemas identificados:** incremento excesivo en la producción de agua, reducción en la producción de petróleo, rentabilidad económica de los pozos.

**La hipótesis dice:** el proponer tratamientos químicos innovadores basados en polímeros base agua y tratamientos mecánicos de cementación forzada (squeeze), permite mermar la alta producción de agua e incrementar la producción de petróleo, prolongando la vida económica de los pozos.

**Marco referencial:** ubicación, interpretación sísmica, mapas estructurales, facilidades de producción, análisis PVT, análisis de núcleos, registros de pozos, historiales de producción y reacondicionamiento y análisis económico.

**Argumentos teóricos sobre:** mecanismos de producción, tipos de agua de formación, origen de problemas de producción de agua, técnicas de diagnóstico pruebas de producción de pozo, descripción y monitoreo de reservorios, servicios de registros eléctricos y de cementación, tratamientos de control de agua.

**Marco metodológico:** descripción y caracterización del campo, determinación parámetros petrofísicos y de fluidos del campo, análisis de historiales de producción y trabajos de reacondicionamiento (workover), cálculo de reservas, técnica de diagnóstico de los problemas de producción de agua, selección de tecnologías innovadoras aplicables en los pozos en estudio y análisis económico de la rentabilidad de realizar los tratamientos.

## **DESCRIPTORES:**

<CONTROL DE AGUA DE FORMACIÓN><BLOQUE TARAPOA – CAMPO FANNY 18B - CONTROL DE AGUA><MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO><CÁLCULO DE RESERVAS><GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO RAP><CURVAS DECLINACIÓN><CURVAS TIPO CHAN - PROBLEMAS DE POZO><CAMPO FANNY - HISTORIAL DE PRODUCCIÓN – TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO (WORKOVER)><REGISTROS ELÉCTRICOS - CEMENTACIÓN ><DIAGRAMAS DE DISPERSIÓN><MAPA DE BURBUJAS><POLÍMEROS BASE AGUA>.

## **CATEGORÍAS TEMÁTICAS:**

<CP-INGENIERIA RESERVORIOS><CP-INGENIERIA DE PRODUCCION><CP-CONTROL DE AGUA><CS-REGISTROS ELÉCTRICOS - CEMENTACIÓN>

## **AUTORIZACIÓN:**

Autorizo a la FIGEMPA, para que esta tesis sea diseminada a través de su Biblioteca virtual por INTERNET.

Atentamente



---

Oscar Polivio Arias Pilaquinga

CC.:171349606-3

## Documentary Summary

Research Paper based on Reservoir and Production Engineering, particularly on controlling excessive increase in the production of formation water in the fields under consideration. The main objective is to propose using a technical economic analysis, solutions to the problems of formation water production through application innovative treatments to control formation water.

**Problems identified:** excessive increase in water production, reduction in oil production, profitability of the wells.

**The hypothesis says:** the proposed chemical treatments based innovative water-based polymers and mechanical treatments forced cementing (squeeze), can diminish the high water production and increase oil production, prolonging the economic life of the wells.

**Frame of reference:** location, seismic interpretation, structural mapping, production facilities, PVT analysis, core analysis, well logs, production and workover histories and economic analysis.

**Theoretical arguments:** mechanisms of production, types of formation water, source water production problems, diagnostic techniques well production testing, description and reservoir monitoring services, electric logs and cement, water control treatments .

**Methodological framework:** description and characterization of the field, determining petrophysical and fluid field, analysis of production records and workovers , reserve calculation, diagnostic technique of water production problems, selection of innovative technologies applicable in wells in study and economic analysis of the cost of performing the treatments.

**DESCRIPTIVE KEYWORDS:**

<FORMATION WATER CONTROL>< TARAPOA BLOCK –FANNY 18B FIELD –  
WATER CONTROL><MECHANISMS OIL PRODUCTION><RESERVES  
CALCULATION><DIAGNOSTIC PLOTS WOR ><DECLINE CURVE><CHAN  
DIAGRAMS – WELL PROBLEMS><FANNY FIELD- PRODUCTION HISTORY  
AND WORKOVERS><LOGS><SCATTER PLOT><BUBBLE MAP><WATER  
BASED POLYMER>.

**THEMATIC CATEGORIES:**

<CP-RESERVOIR ENGINEERING><CP-PRODUCTION ENGINEERING><CP-  
WATER CONTRL><CS-LOGS>.

**AUTHORIZATION**

I authorize FIGEMPA, to show this thesis through its virtual Library by INTERNET.

Sincerely,



---

Oscar Polivio Arias Pilaquinga

CC.:171349606-3

## **CAPÍTULO I**

### **1. INTRODUCCIÓN.**

En la actualidad es una necesidad de la compañía Andes Petroleum Ecuador Limited prestadora de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos en el bloque Tarapoa, determinar mediante un criterio técnico los pozos con problemas de altas tasas de producción de agua y reservas recuperables atractivas, para proponer trabajos de tratamientos tradicionales o innovadores para mejorar la producción de petróleo y disminuir la tasa crítica de agua en estos pozos.

Para realizar este proyecto se requirió conocer la siguiente información:

- Características geológicas del reservorio.
- Determinación de la recuperación final estimada (EUR) por pozo.
- Producción actual de los pozos.
- Historiales de reacondicionamiento y producción.

El desarrollo del presente estudio se concentró principalmente en la descripción teórica de conceptos acerca de Tecnologías Innovadoras para el Control de Agua, Curvas de Declinación, Estimación de Reservas, Técnicas de Diagnóstico para el Control de Agua, Gráficas de Análisis del Comportamiento de la Relación Agua - Petróleo, Registros Eléctricos y Registros de Cementación, para poder aplicarlos posteriormente al análisis y discusión de resultados con los cuales establecer conclusiones y recomendaciones.

En el Capítulo II se describió geográfica y geológicamente al campo, su historia, mapas, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, petróleo original en sitio (POES), facilidades de producción, características del tipo de reservorio, curvas de declinación de producción, tipos de problemas, soluciones para el

control de agua, técnicas de diagnóstico y finalmente los tratamientos más óptimos en los pozos productores.

En el Capítulo III se realizó la selección de los pozos críticos en producción de agua, en base a las siguientes consideraciones: alto corte de BSW, cambios abruptos de WOR, pozos cercanos a la falla Fanny - Dorine, pozos cercanos a los pozos inyectores y otras consideraciones, con estos resultados se elaboraron tablas de las características generales de los pozos y finalmente se elaboraron gráficos de los historiales de producción, diagramas de completación y reacondicionamiento de cada uno de los pozos seleccionados.

En el Capítulo IV, se analizó de acuerdo a un criterio técnico curvas de diagnóstico como: históricos de producción, gráficos de corte de petróleo y relación agua petróleo (RAP o WOR) en función de la producción acumulada, análisis declinatorio - pronóstico de producción (forecast), curvas de Chan y finalmente la interpretación de los registros eléctricos y de cementación para afirmar o descartar el tipo de problema del avance de agua crítico por pozo.

En el Capítulo V se efectuaron las propuestas aplicables en base a información básica requerida por pozo, sugerencias para la selección del tratamiento tradicional (cementación forzada) o innovadora con polímeros modificadores de permeabilidad (MPR) y finalmente recomendar el tratamiento más adecuado para cada uno de los pozos en estudio.

En el Capítulo VI consistió en completar el estudio con un análisis económico del proyecto a fin de evaluar la factibilidad técnico - económico en la aplicación de los tratamientos recomendados.

Finalmente en el Capítulo VII mediante los cálculos e interpretación de resultados obtenidos a partir de los fundamentos teóricos descritos en los capítulos precedentes se establecieron las conclusiones y recomendaciones respectivamente.

### **1.1. Enunciado del tema.**

Análisis Técnico de Alternativas Innovadoras (Polímeros, Bloqueadores, Reductores y Modificadores de Permeabilidad) para el control de agua de formación en el yacimiento Napo M-1 y Napo U- Inferior del campo Fanny, Bloque Tarapoa operado por Andes Petroleum Ecuador Limited.

### **1.2. Descripción del problema.**

La producción incremental de agua es uno de los mayores problemas técnicos, ambientales y económicos asociados a la producción de petróleo y gas. La producción de agua conduce a reducir la vida productiva de los pozos en yacimientos de petróleo y gas, además de ocasionar problemas severos que incluye la corrosión de tuberías, migración de partículas finas e incremento del peso de la columna (carga hidrostática). La producción de agua es tan usual que se estima que a escala mundial las compañías petroleras producen tres barriles o más de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos en explotación.

En estos casos se propone la implementación de acciones que permitan mejorar la producción de estos pozos. Existen diferentes soluciones en función del problema específico que origina la producción excesiva de agua. Una de estas soluciones es la aplicación de Tecnología Innovadora, en la cual se utilizan criterios empíricos y altamente cualitativos para la selección de pozos candidatos a este tipo de tratamiento.

La utilización de Tecnología Innovadora es una de las opciones que actualmente están disponibles para mitigar el problema de la producción excesiva de agua en pozos productores y tratar de corregir el patrón de inyección en pozos inyectoros. Con este estudio se pretende determinar la adecuada selección de un tratamiento con uso de Tecnología Innovadora de control de agua que mejore la vida productiva del pozo y conlleve a operaciones de producción más eficientes y económicamente más rentables.

### **1.3. Objetivos.**

#### **1.3.1. Objetivo General**

Realizar un análisis de Alternativas Tecnológicas Innovadoras aplicables para el control de agua no deseada del yacimiento M-1, U Inferior, en el Campo Fanny, en función de la factibilidad técnico- económica del tratamiento.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos.**

- Entender el comportamiento de los Yacimientos del campo Fanny.
- Analizar los históricos de producción de fluidos y los detalles técnicos de la completación de los pozos.
- Conocer los problemas generales existentes en cada uno de los pozos candidatos para identificar el problema asociado al alto porcentaje de producción de agua.
- Investigar las tecnologías aplicadas y resultados obtenidos para el control de agua de producción a nivel de pozo.
- Recomendar en base al análisis las mejores alternativas técnico- económicas de control de producción de agua aplicable a los pozos del Campo Fanny.



## **1.4. Metodología.**

### **1.4.1. Tipo de Estudio**

El presente trabajo de investigación fue de tipo descriptivo transversal porque se analizó técnicas para controlar el incremento de agua en los pozos del campo Fanny, con un tiempo de duración de 6 meses y es prospectivo debido a que los resultados obtenidos serán de gran utilidad en toma de decisiones en el futuro.

### **1.4.2. Universo y Muestra**

El universo de estudio en el Campo Fanny fue 113 pozos productores en la arenisca M-1 y 52 en la arenisca U-Inferior. La muestra se formó de 11 pozos productores en la arenisca M-1 y 4 pozos productores en la arenisca U-Inferior, los cuales se utilizó para realizar el presente estudio.

## **1.5. Marco Institucional.**

El 28 de febrero del 2006, Andes Petroleum Ecuador Limited adquiere de Encana Oil Company los proyectos petroleros en el bloque Tarapoa y en la estación de almacenamiento y transferencia de Lago Agrio, en la provincia de Sucumbíos mediante un contrato de participación. La empresa es un consorcio formado con aportes accionarios de las empresas estatales de la República Popular China: China National Petroleum Corporation (CNPC) con el 55% de acciones, China Petrochemical Corporation (SINOPEC), con el 45% de acciones. La empresa en la actualidad tiene un contrato de prestación de servicios con el estado ecuatoriano para la exploración y explotación de Hidrocarburos (petróleo crudo) desde el 23 de noviembre del 2010.

## CAPÍTULO II

### 2. MARCO TEÓRICO.

#### 2.1. Aspectos Generales del Bloque Tarapoa.<sup>[1]</sup>

**Localización geográfica:** Ecuador, provincia de Sucumbíos, noreste de la Cuenca Oriente. Específicamente al norte por los campos Cuyabeno y Sanshauari, al sur por el Bloque 15 (Indillana) y Bloque 12 (Eden-Yuturi), al este por la reserva faunística Cuyabeno y al oeste por el Campo Shushufindi.

**Límites geológicos:** Al este el Escudo Guayanés y al oeste de la Cordillera de los Andes. El gráfico 2.1 indica la ubicación del Bloque Tarapoa.

Hasta la actualidad 17 campos se han descubierto en el Bloque Tarapoa.

**Tabla 2.1.** Campos Descubiertos en el Bloque Tarapoa.

N°	Campos	Situación
1	Aleluya	Cerrado
2	Alice	Productor/Inyector
3	Anne	Inyector
4	Chorongo	Productor
5	Dorine	Productor/Inyector
6	Fanny	Productor/Inyector
7	Isabel	Inyector
8	Joan	Cerrado
9	Mahogany	Cerrado
10	Mariann 4A	Productor/Inyector
11	Mariann	Productor/Inyector
12	Shirley	Productor/Inyector
13	Sonia	Productor/Inyector
14	Tarapoa	Productor/Inyector
15	Tarapoa Sur	Productor/Inyector
16	Tucan	Productor/Inyector
17	Esperanza	Productor

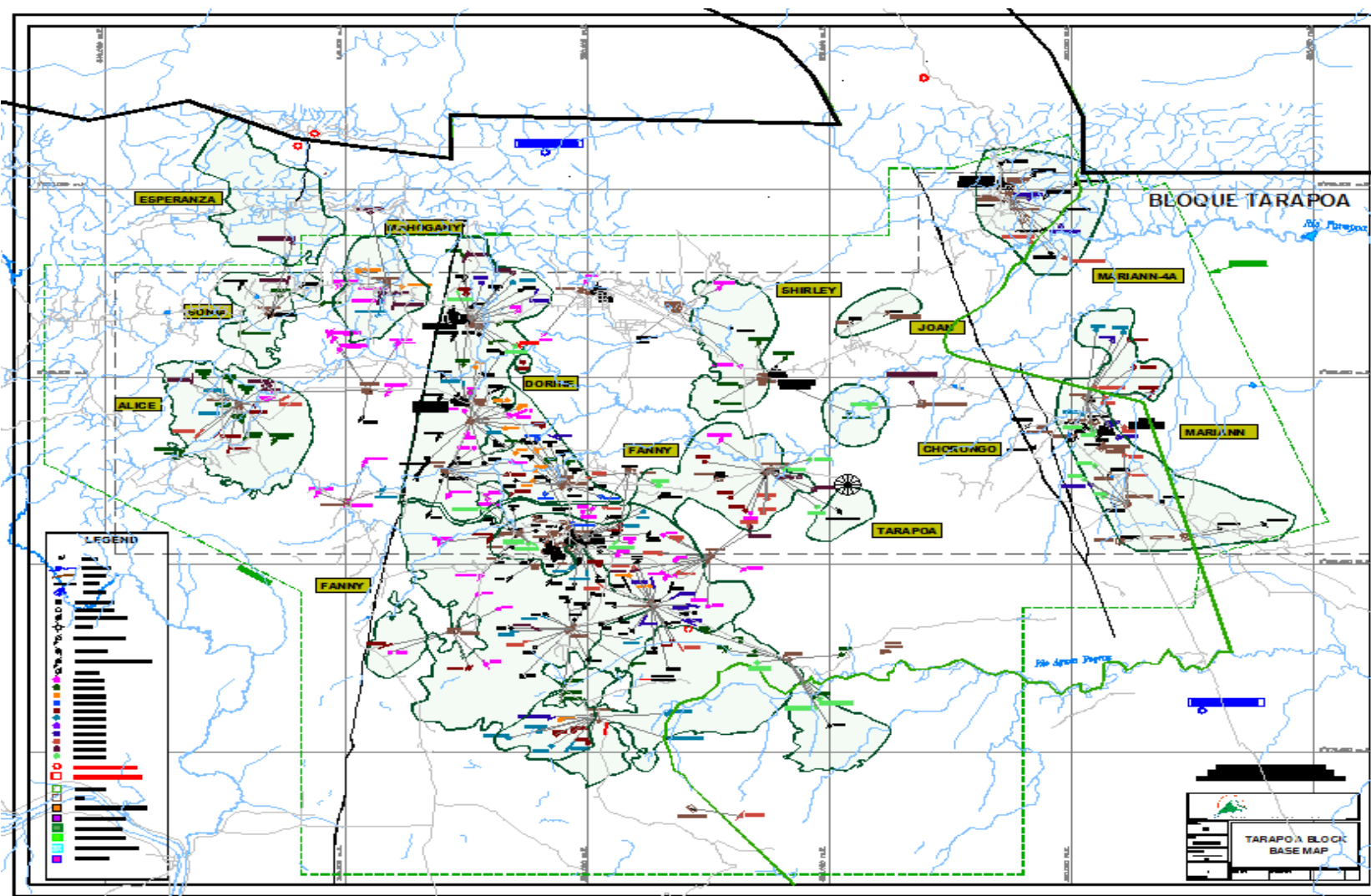
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

---

<sup>1</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Unificado Fanny Junio, Geociencias e Ingeniería Junio 2005 Página 09.

**Gráfico 2.1:** Mapa Ubicación Geográfica del Campo Fanny en el Bloque Tarapoa.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

### 2.1.1. Descripción General del Campo Fanny.

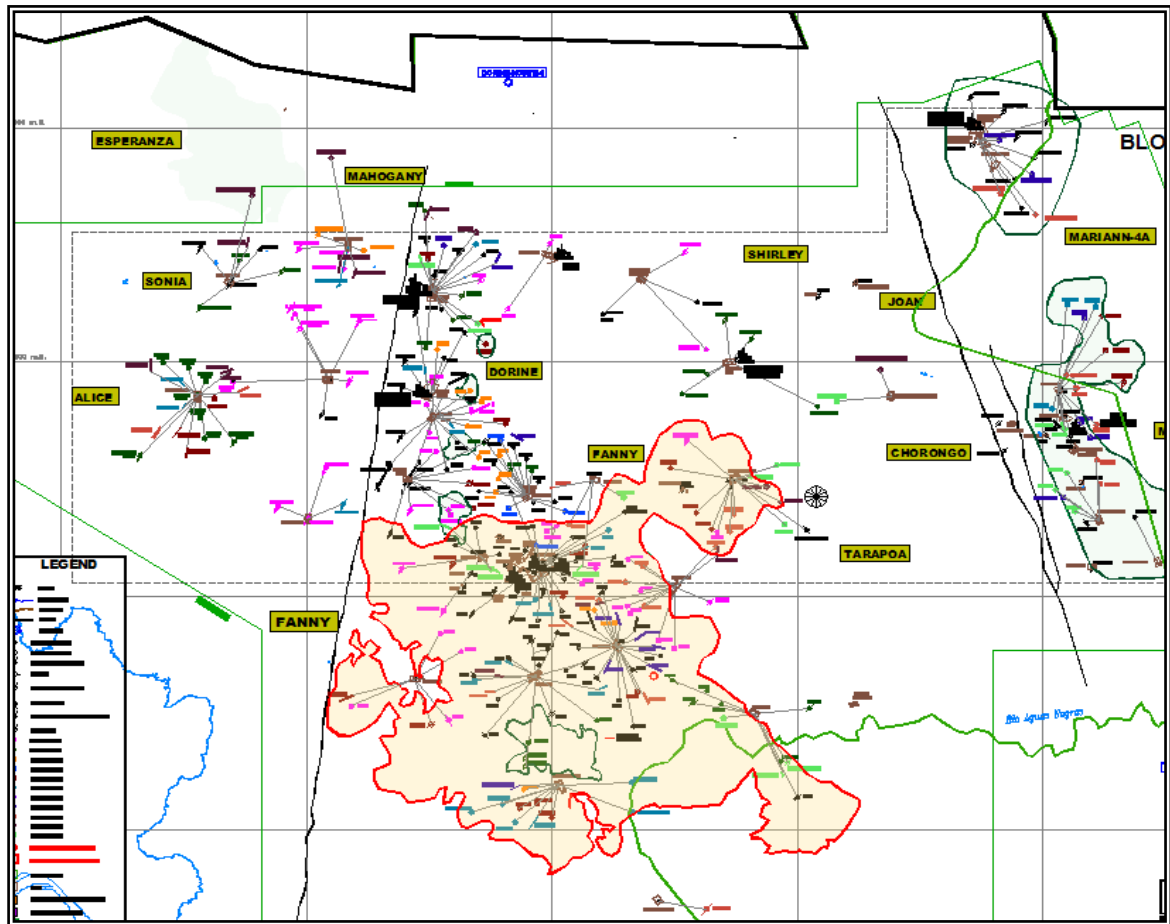
**Localización:** El Campo Fanny se encuentra en el centro del Bloque Tarapoa y al sur del campo Dorine.

**Características geológicas:** Las acumulaciones de petróleo que corresponden a una combinación de trampas estructurales y estratigráficas.

**Reservorios productores:** El reservorio Napo M-1 representa el principal reservorio productor de crudo con una gravedad API promedio de 22.3° seguido del reservorio Napo U-Inferior, con una gravedad API promedio de 19.6°.

**Estado Actual de los pozos:** Se encuentra completados 113 pozos en la arena M-1 y 56 pozos en la arena U-Inferior. La producción promedio diaria es de 16,061 barriles de petróleo con un grado API de 20.2° y un BS&W de 91.8%.

**Gráfico 2.2:** Ubicación Geográfica del Campo Fanny.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

### 2.1.2. Aspectos Geológicos <sup>[2]</sup>

**Arenisca Napo M-1:** En base al análisis de núcleos, se la interpreta como:

- Contiene una secuencia compleja de canales estuarinos dominados por secuencias fluviales y mareas que varían gradualmente a canales de marea abandonados y rellenados por secuencias de lodos.
- Tiene una base erosiva que termina en las lutitas marinas subyacentes a la formación Napo Superior y se encuentra cubierta por un intervalo regional de carbón/lodolita y arcillas carbonáceas.
- En la parte superior del carbón/lodolita y las arcillas carbonáceas, se encuentra una unidad regresiva de depósitos de llanura de inundación pertenecientes a la formación Tena. Estos depósitos representan la primera evidencia del levantamiento de los Andes al oeste, ocurrido durante el Cretácico tardío temprano

**Arenisca Napo U- Inferior:** En base al análisis de núcleos, se la interpreta como:

- Canales fluviales que pro gradan verticalmente a areniscas de canales de marea estuarianas con sus correspondientes facies de abandono.
- Los canales fluviales a la base de la secuencia de la arenisca Napo U- Inferior erosionan a los depósitos de la caliza B, que consiste de calizas costa afuera y lodolitas de playa. Sobreponiéndose a las arenas de canales estuarianos de marea están depósitos alternantes en capas de arena y lodo, que se formaron dentro del ambiente de llanura de marea. Las capas de arena representan depósitos de llanura de marea y los depósitos de lodolita representan un ambiente de llanura de lodo. El gráfico **2.3.**, muestra la columna estratigráfica del Campo Fanny.

---

<sup>2</sup> AEC, ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Unificado Fanny 18B Tomo I, Geociencias e Ingeniería, Junio 2005.

**Gráfico 2.3:** Columna Estratigráfica del Campo Fanny.<sup>[3]</sup>

EDAD	FORMACIONES		LITOLOGIA		
R	TENA		Tena Superior		
K			Tena Inferior		
	NAPO	M-1	M1 Zona		
			M-1 Arenisca		
			Napo Superior Lutita		
			M-1 Caliza		
			M-2 Caliza		
			A Caliza		
		U	U Superior	Zona U Superior	
				U Superior Arenisca	
			U Media		
			U Inferior	Zona U Inferior	
				U Inferior Arenisca	
			B Caliza		
		T	T Superior	Zona T Superior	
				T Superior Arenisca	
			T Inferior	Zona T Inferior	
				T Inferior Arenisca	
	HOLLÍN		Hollin Superior		
			Hollin Principal		
Hollin Inferior					
PRE-CAMBRICO					

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum EcuadorLtd.

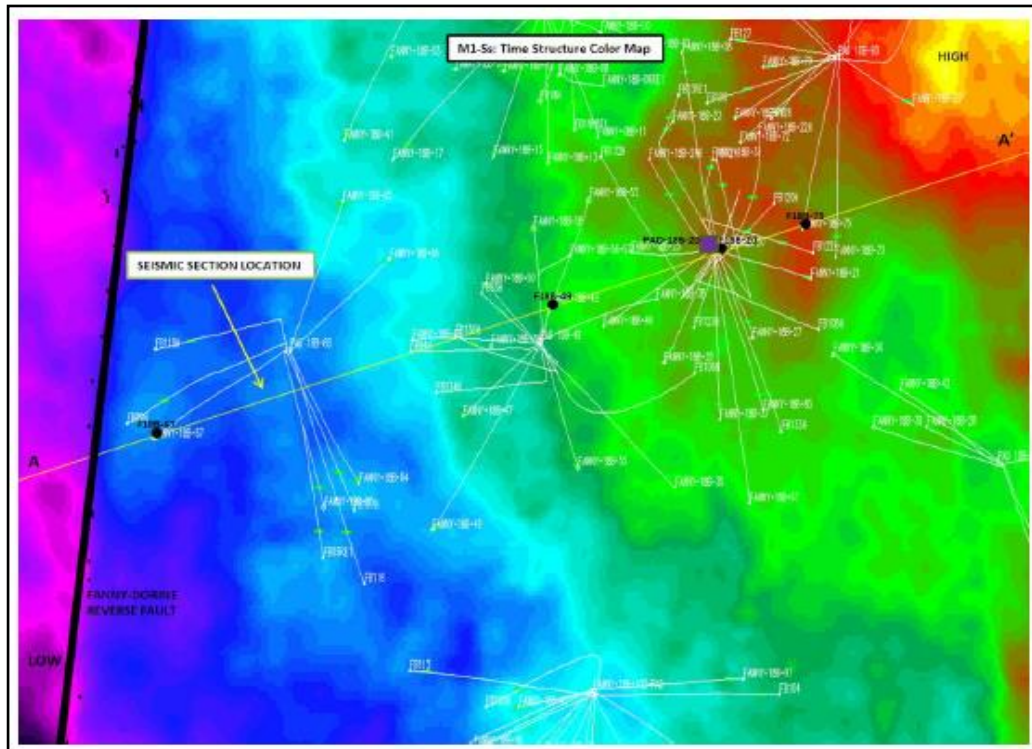
**Elaborado por:** Oscar Arias.

**2.1.3. Aspectos Geofísicos** La interpretación sísmica determina una separación entre el campo Fanny- Dorine debido a un canal transversal de lutita que rompe parcialmente la comunicación entre estas dos estructuras, en el gráfico 2.4., mediante colores oscuros se reflejan donde se encuentra los anticlinales identificados por color rojo y los sinclinales en color azul, mientras que los colores

<sup>3</sup> CNPC Internacional Research Center, Beijing, China, OOIP Recalculation of Tarapoa Block, Ecuador, December 2008.

claros representan cambios de litología, el color celeste muestra el canal de lutita, el mismo que ha colaborado a formar un entrapamiento combinado entre estructural y estratigráfico siendo el mismo un mecanismo de entrapamiento único entre todos los horizontes productores existentes en la Cuenca Oriente del Ecuador.

**Gráfico 2.4:.** Interpretación Sísmica del Campo Fanny <sup>[4]</sup>.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería en Geofísica Andes Petroleum Ecuador Ltd.

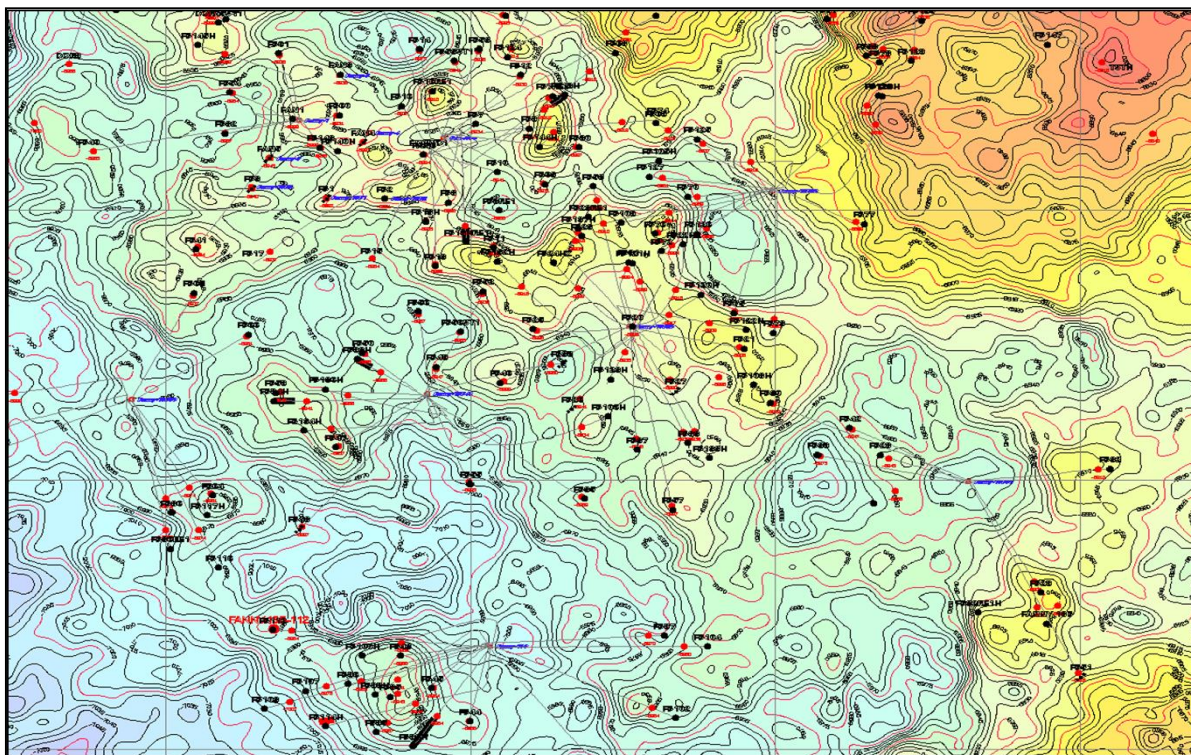
El procesamiento de la información sísmica realizada en el campo Fanny es la base fundamental para realizar un mapa estructural en tiempo que permite visualizar y definir con mayor exactitud donde están ubicados los topes y los bases estructurales, esto se visualiza en los gráficos 2.5. y 2.6, además permite saber la localización de los pozos como han sido perforados de acuerdo al modelo litológico que tiene el campo. Este mapa nos da una visión general de la orientación de la falla inversa Fanny-Dorine, la misma que está ubicada con dirección NE-SW.

---

<sup>4</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Fanny Octubre 2005.

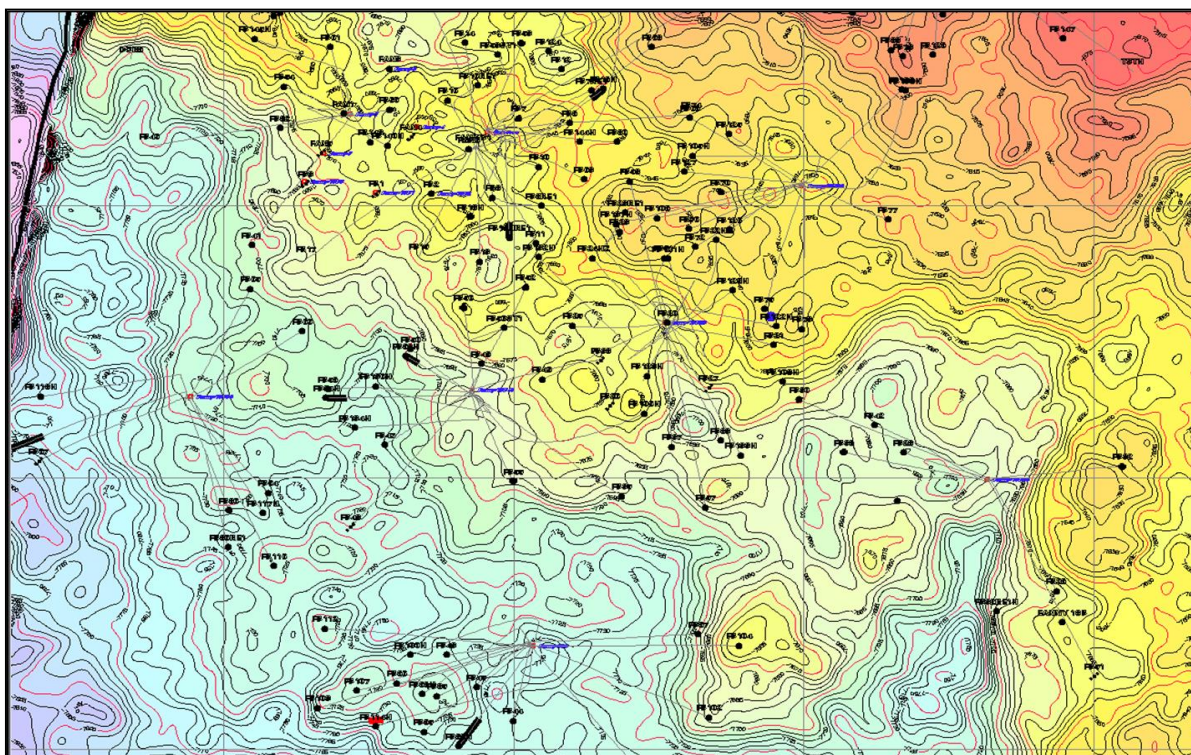


**Gráfico 2.5:** Mapa Estructural del Yacimiento M-1 Campo Fanny



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 2.6:** Mapa Estructural del Campo Fanny Yacimiento U-Inferior



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.



## 2.2. Modelo Petrofísico <sup>[5]</sup>

### 2.2.1. Descripción Petrofísica

El modelo ELAN de interpretación de parámetros petrofísicos extensos, es la herramienta de registros que fue utilizada para obtener datos, completos y precisos de porosidad ( $\Phi$ ), saturación ( $S_w$ ,  $S_o$ ,  $S_g$ ), permeabilidad ( $\kappa$ ) y litología en las arenas Napo M-1 y Napo U- Inferior del campo Fanny.

El modelo permitió establecer los volúmenes de cuarzo, illita, petróleo y agua, para la determinación y validación, se obtuvo información de núcleos de los pozos Fanny 18B-20, Fanny 18B-26, Fanny 18B-66 y Fanny 18B-67.

**Tabla 2.2.** Modelo de interpretación de Parámetros Petrofísicos (ELAN).

<b>Presentación (Izquierda a Derecha )</b>	<b>Descripción</b>
Pista Litológica	Facies litológicas de acuerdo con el criterio establecido para el modelo geológico del Yacimiento
Pista de Profundidad	Profundidad en MD o TVD (pies)
Pista de Correlación	GR, SP y Caliper
Pista de Permeabilidad	Permeabilidad derivada de registros (10000 a 0 mD escala lineal)
Pista de Saturación	Saturación de agua, $S_w$ (escala 1 a 0)
Pista de Porosidad	Porosidad (escala 50% a 0%) conteniendo las zonas de petróleo, agua e hidrocarburos móviles

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

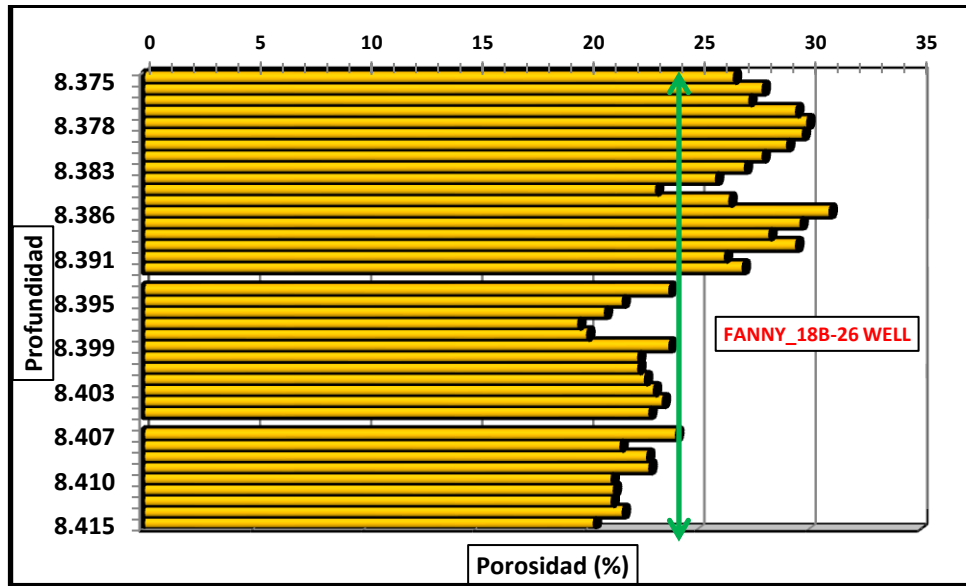
### 2.2.2. Porosidad ( $\Phi$ )

La porosidad ( $\Phi$ ) promedio del campo Fanny es de  $\Phi = 24 \%$  este valor es el resultado de la medida de la densidad, con registros neutrón-sónico utilizados como complementos principalmente. Se asumió una densidad de matriz de cuarzo de 2.64 g/cc basado en la porosidad de las muestras de núcleos y relaciones de densidad (ROHZ). Para la interpretación se asumió una densidad del fluido de 0.99 g/cc.

---

<sup>5</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo Campo Unificado Fanny 18B, Geociencias e Ingeniería Junio 2005. Página 20

**Gráfico 2.7:** Profundidad vs Porosidad.



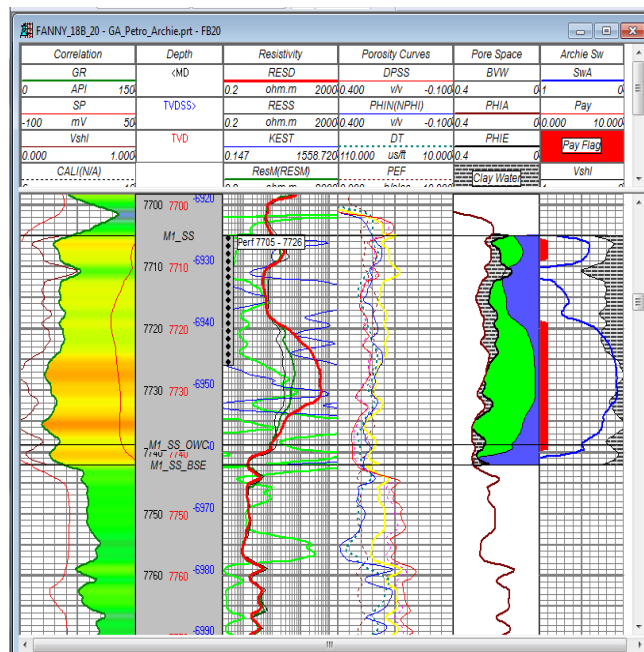
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos Bloque Tarapoa. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Ing. Juan Fernando Romero.

### 2.2.3. Permeabilidad (k)

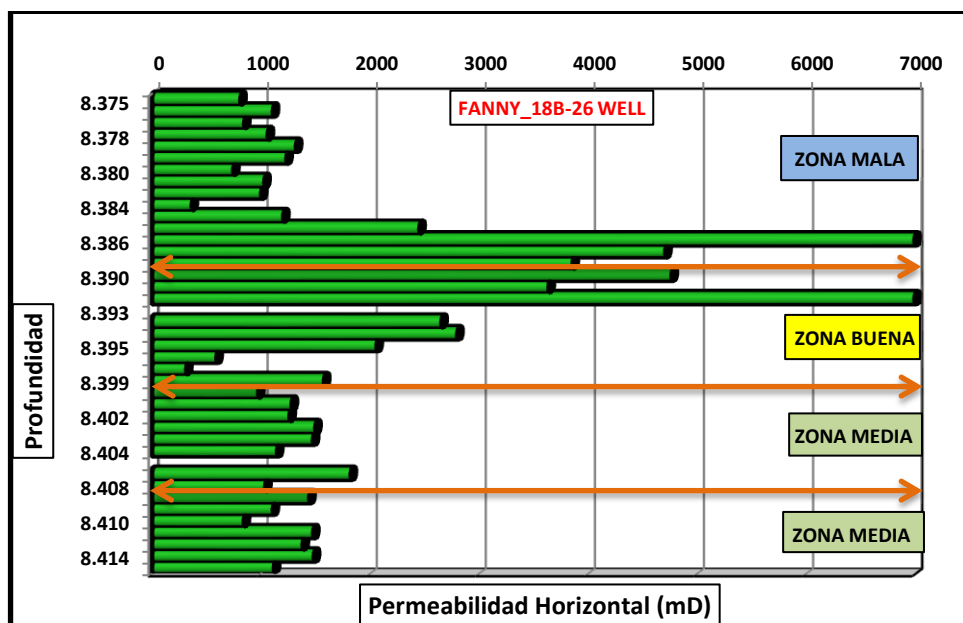
La permeabilidad promedio medida es de 3500 a 4000 milidarcys (mD), valores que fueron obtenidos utilizando la ecuación de lito-porosidad-permeabilidad (Herrón) de los registros Análisis Petrofísico con el Software GeoGraphix.

**Gráfico 2.8:** Registro Eléctrico del Fanny 18B -20.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

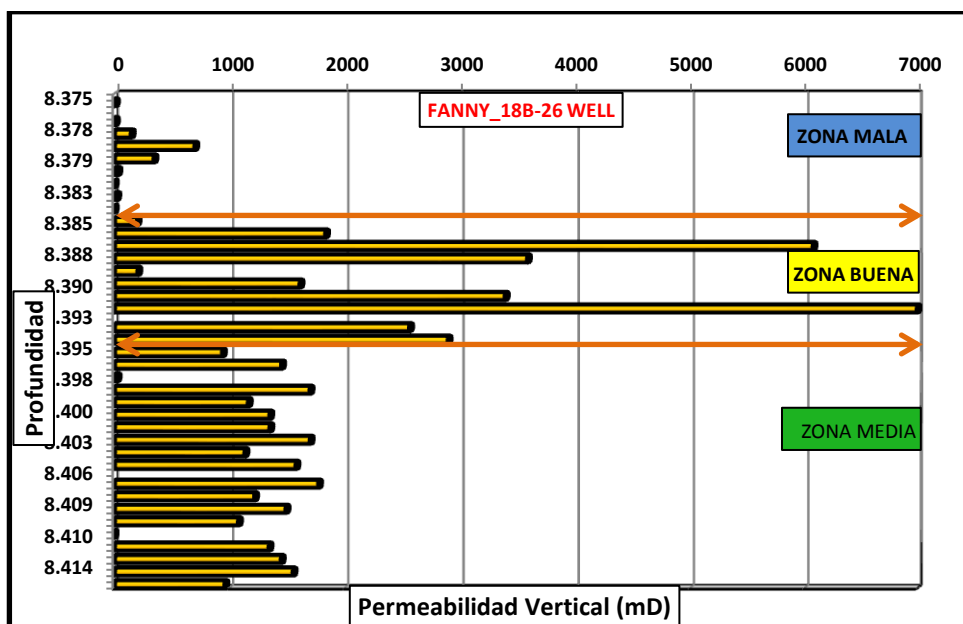
**Gráfico 2.9: Profundidad vs Permeabilidad Horizontal.**<sup>[6]</sup>



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Ing. Juan Fernando Romero.

**Gráfico 2.10: Profundidad vs Permeabilidad Vertical.**



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Ing. Juan Fernando Romero.

<sup>6</sup> CMS Reservoir Condition Dates Cores Fanny 186-26, City Investing 1998.

## 2.3. PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS (PVT) <sup>[7]</sup>.

### 2.3.1. Propiedades del Petróleo

Para la caracterización de los fluidos de los dos yacimientos fue necesario tomar muestras de fondo, que representen de forma confiable las propiedades de los fluidos, es decir muestras de fluidos tomadas a condiciones de yacimiento.

**Tabla 2.3.** Propiedades del Petróleo Campo Fanny Yacimientos M-1 y U- Inferior.

Propiedades del Petróleo Campo Fanny				
FANNY	Condiciones del Yacimiento	Unidades	Yacimiento M-1	Yacimiento U-Inferior
	Temperatura (T)	°F	190	208
	Presión inicial del reservorio (Pi)	psi	3200	3500
	Factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ )	by/bn	1.135	1.14
	Densidad petróleo	gr/cm <sup>3</sup>	0.84	0.85
	API (°)	API	21.5	20.5
	Relación Gas Petróleo (GOR)	pcs/bn	135	140
	Viscosidad ( $\mu$ )	cp	10	8.5
	Presión punto de burbuja (Pb)	psi	550-660	550

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### 2.3.2. Propiedades del Agua de Formación

Se recolectaron muestras de agua de formación de 24 pozos del yacimiento M-1 pertenecientes a los Campos Dorine- Fanny. El tipo de agua de formación del

---

<sup>7</sup> CNPC International Reserach Center „Study on Comprehensive Countermeasures for Oil & Water Production.Stabilization in M-1 and Lower U reservoir Tarapoa Block, .Beijin China 2008.Página 87.

yacimiento M-1 en Dorine - Fanny fue cloruro de sodio ( $\text{CaCl}_2$ ) con una salinidad promedio de 15500 mg/L, con un alto nivel de iones divalentes. El contenido total de iones  $\text{Ca}^{2+}$  y  $\text{Mg}^{2+}$  en el campo Fanny tiene un promedio de 220 mg/L en Yacimiento Napo M-1.

**Tabla 2.5.** Propiedades del Agua de Formación del Yacimiento M-1 y U- Inferior. <sup>[8]</sup>

Propiedades estadísticas del agua de formación Campo Fanny M-1							
Bloque	Pozo ID	$\text{Cl}^-$	$\text{Na}^+$	$\text{Ca}^{2+}$	$\text{Mg}^{2+}$	Salinidad	Tipo de Agua
Fanny	58	4875	3430	133	66	9467	$\text{CaCl}_2$
	59	7600	4990	78	25	13260	
	12	7775	5060	200	70	13740	
	10	8800	5500	157	52	14770	
	22 H	9000	5660	108	30	15170	
	13	8700	5840	160	53	15400	
	37	9125	6100	124	29	15570	
	57	9550	6230	145	10	15700	
	11	10330	6530	184	78	18240	
	24 H	12100	7500	320	49	20980	
	25	13250	7960	312	63	22700	

Fuente: Departamento de Ingeniería de Desarrollo Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

### 2.3.2.1. Resistividad del agua de formación ( $R_w$ )

La resistividad del agua de formación se determinó recolectando muestras en superficie del agua obtenida de los cabezales de los pozos productores de la mayor parte del campo Fanny.

**Tabla 2.4.** Resistividad del Agua de Formación del Yacimiento M-1 y U- Inferior.

Región	Zona	Salinidad	Salinidad Promedio	Resistividad
		ppm NaCl	mg /lt.	Ohm
Fanny	M-1	12000 a 25000	25,498	0.10 a 0.23 @ 188 °F
	U inferior	12200	16,780	0,15 @ 190°F

Fuente: Departamento de Ingeniería Química y Corrosión. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

<sup>8</sup> CNPC International Reserach Center , Beijing, China, OOIP Recalculation of Tarapoa Block, Ecuador, December 2008, Página 89.

## 2.4 Ingeniería de Yacimientos. <sup>[9]</sup>

### 2.4.1. Petróleo Original en Sitio (POES)

El petróleo original en sitio (POES) para el Campo Fanny, arena M-1 y U Inferior fue determinado a partir de los Mapas de espesor total de petróleo (mapas isópacos), propiedades promedio de la roca obtenidos de los análisis petrofísicos y análisis de fluidos (PVT) de la arena M-1 y U inferior. Las relaciones de espesor neto de arena productiva / espesor neto total pueden variar. A partir del modelo geológico 3D se obtuvo los valores de POES para la arena M-1 y U inferior. EL POES 2P (Probadas + Probables) de los reservorios Napo M-1 y U Inferior fueron determinadas a partir del método volumétrico. Los valores de porosidad ( $\Phi$ ) y la saturación de agua ( $S_w$ ) fueron calculadas como promedios aritméticos de los valores de los pozos.

**Tabla 2.6.** POES Campo Fanny Yacimiento M-1.

Región	Zona	CAP	POR	Sw	NTG	h	Bo	Area	Vol. de	POES
		ft	frac	frac	frac	Pago ft	bbl/BF	acres	roca bruto Acre-ft	2P MMbbl
Fanny Main	M-1	-6995	0,24	0.226	0.87	31.33	1.1	6,586.40	206,366.00	235.22
Fanny 51	M-1	-6935	0,24	0.226	0.8	27.88	1.1	789.9	22,022	23.081
Fanny SW	M-1	-7030	0,24	0,226	1	14.91	1.1	426.5	6.359	8.331
Fanny 43	M-1	-7015	0,24	0,226	0.87	26.06	1.1	1,159.00	30,199	34.421
Fanny Sur	M-1	-7030	0,24	0,226	0.71	22.36	1.1	1,076.70	24,078	22.397
Fanny SE	M-1	-6935	0,24	0.226	0.8	36.2	1.1	1,313.80	47,561	49.848
<b>Total</b>								<b>11,352.30</b>	<b>336,585.30</b>	<b>473.29</b>

**Tabla 2.7.** POES Campo Fanny Yacimiento U-inferior.

Región	Zona	CAP	POR	Sw	NTG	h pago	Bo	Area	Vol. de	POES
		ft	frac	frac	frac	ft	bbl/BF	acres	roca bruto Acre-ft	2P MMbbl
Fanny Main	U Inf.	-7775	0.19	0,260	0,70	16.96	1.12	4,586.80	77,813.90	53.096
<b>Total</b>								<b>4,586.80</b>	<b>77,813.90</b>	<b>53.096</b>

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

<sup>9</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Unificado Fanny 18B, Geociencias e Ingeniería Junio 2005, Páginas 32 y 33.

## **2.5. Facilidades de Producción**

La estación central de producción MPF actualmente está diseñada para procesar 210 000 BFPD, con una temperatura de flujo a 160 -180°F y gravedad del crudo 0.924 (API 21°-22°), con volumen de 17,500 BOPD, 190,000 BWPD y 2.275 MMSCFD de gas del proceso, a través de sus 3 sistemas de separación instalados: **a)** 100/200: FWKO V-100 **b)** 110/210: FWKO V-110 y el Separador de Producción V-210 **c)** 120/220: FWKO V-120 y el Separador de Producción V-220.

### **2.5.1 Procesamiento del Crudo en el Campo Fanny:**

Para procesar actualmente el crudo se están utilizando los separadores 110/210 y 120/220. La emulsión proveniente ingresa a los FWKOs V-110/120, en donde la mayor cantidad de agua es separada (aproximadamente 90%–95%), en estos equipos se separan tres fases (crudo, agua y gas). El crudo se dirige hacia los separadores de producción V-210 y V-220, en donde se realiza una segunda separación de las tres fases, el crudo sale con un porcentaje de agua menor al 2%. Posteriormente el crudo ingresa a la bota V-300, para su desgasificación, luego ingresa al tanque de lavado T-400, constituyéndose la última etapa de deshidratación, el crudo “seco” pasa al tanque de almacenamiento T-410.

Al tanque T-410 se conectan las bombas booster de crudo P-600-A/B/C, luego pasa por 2 medidores de desplazamiento positivo FMS-600 (FE 600/601) que contabilizan el crudo del campo Fanny, una vez contabilizado el crudo se dirige hacia las bombas de transferencia P-610 A/B/C/D que envían el crudo hacia la Estación Central Tarapoa a través de una línea de 10” ANSI 300.

Existe un separador de prueba, el cual es utilizado para evaluar los pozos de la plataforma de 18B-10. En este separador trifásico se cuantifican los volúmenes de las tres fases (crudo, agua y gas) proveniente de cualquiera de los pozos de la plataforma antes mencionadas, a través de medidores instalados en cada una de sus líneas de descarga, estas líneas se conectan a los cabezales de descarga de crudo, agua y gas de los separadores de producción.

### **2.5.2. Procesamiento del Agua de Producción:**

Toda el agua de producción proveniente de los FWKO, separadores de producción, tratador electrostático y de los tanques de lavado se dirigen primero hacia el tanque T-430, en este se acumulan en la superficie del agua las partículas de crudo, formando una nata, la cual es evacuada a través de dos bombas de desplazamiento positivo P-650 A/B (Skim Pumps), que envían este producto hacia los FWKO. El agua de producción del tanque T-430 es succionada a través de una de las bombas P-630 A/B, luego se dirige al tanque T-440. A este tanque se conectan las bombas booster P-640 A/B/C/D/E/F/G/H, las mismas que envían el agua hacia las bombas de inyección P-670 A/B/C/D y finalmente hacia los respectivos pozos de inyección de agua. El agua inyectada es medida a través de un patín (skid) de medición, formado por 6 medidores de turbina. Existen 2 bombas de circulación (P-620 A/B) conectadas con los tanques, las cuales se utilizan para re circular ya sea crudo o agua hacia los separadores FWKO.

### **2.5.4. Procesamiento del Gas:**

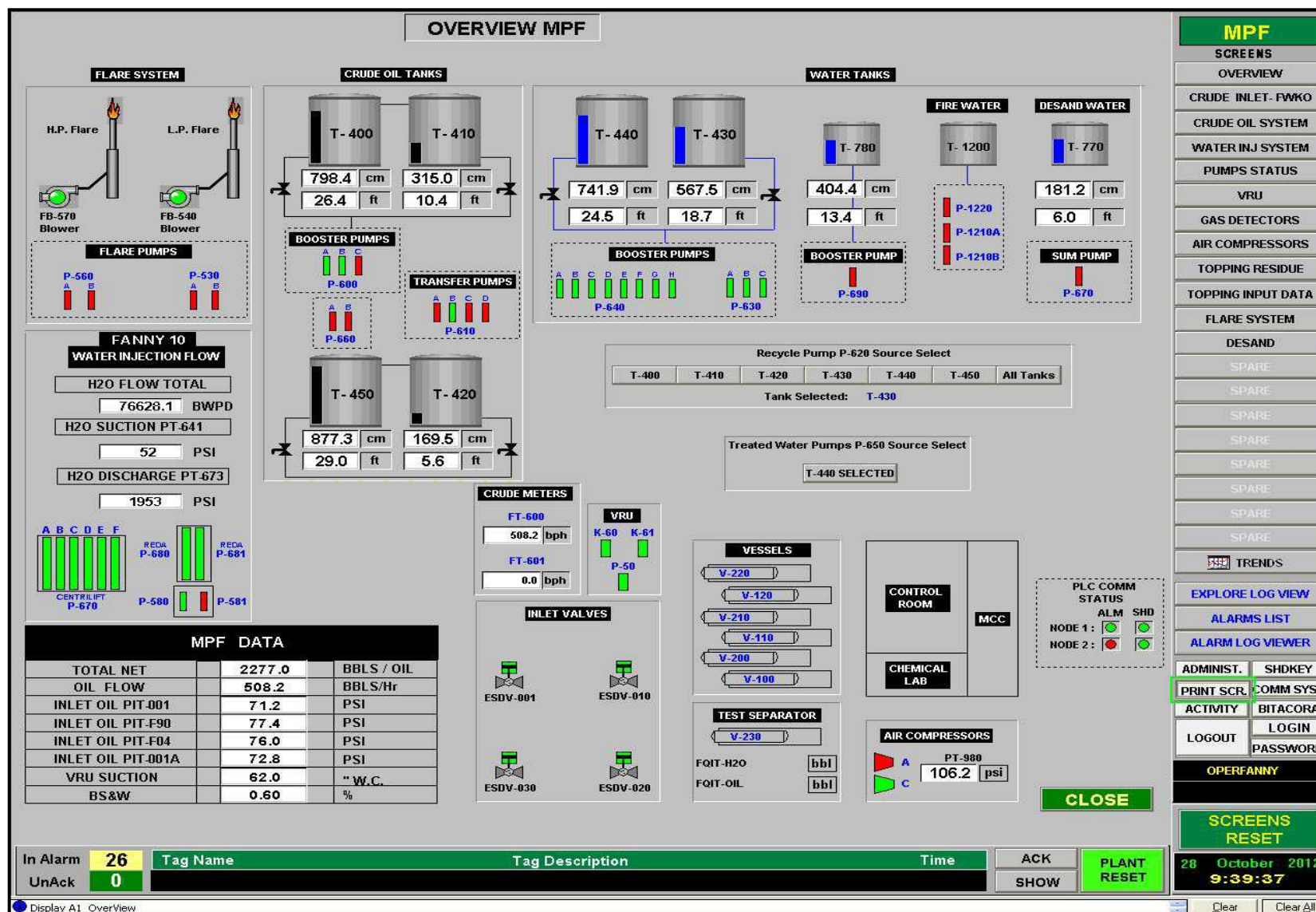
El gas proveniente de los separadores FWKO y de los separadores de producción se dirige a un cabezal común, el cual envía toda la producción de gas hacia Fanny Central de Generación, donde este gas es utilizado para mover los turbo-generadores y generar la energía necesaria para todo el campo.

### **2.5.3. Inyección de Agua para Mantenimiento de la Presión Yacimiento M-1.**

En el año 2003 se instalaron facilidades necesarias para el proyecto de mantenimiento de la presión del Yacimiento M-1. Durante el desarrollo del proyecto de inyección de agua se realizó la instalación de una red para inyección de agua mediante líneas de 12" así: MPF/Fanny-1 Dorine3/Isabel. También se realizó la instalación de la línea de inyección de agua de 12" entre la batería Dorine y Anne. Todas las líneas del sistema cuentan con un sistema de protección catódica.



Gráfico 2.11: Facilidades Centrales de Producción (MPF) del Campo Fanny.

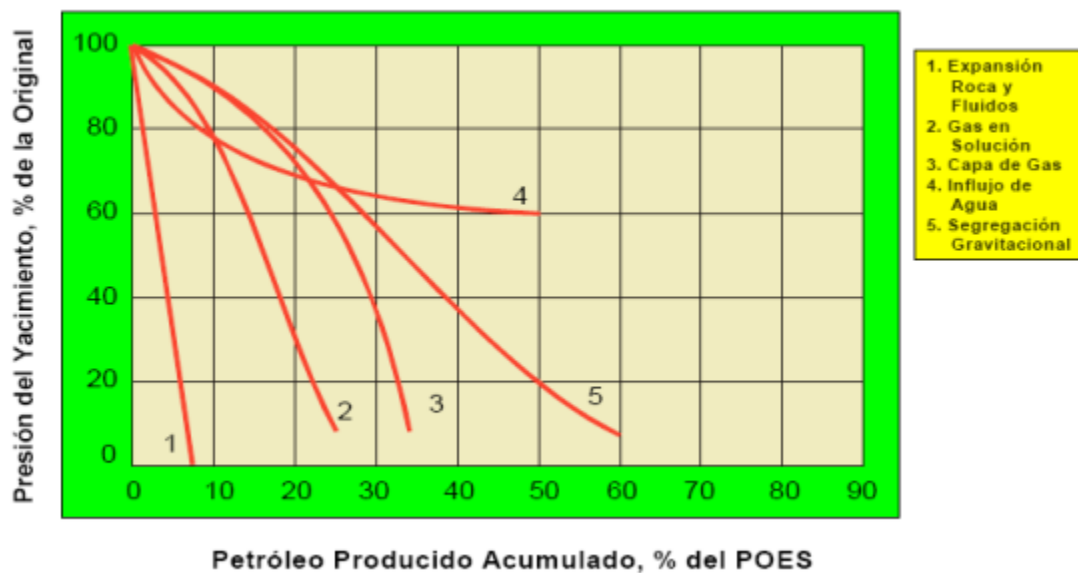


Fuente: Ingeniería de Facilidades de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd. Noviembre de 2012.

## 2.6. Mecanismos de Producción<sup>[10]</sup>

Para el análisis del control de agua es necesario tomar en cuenta el mecanismo de producción del Campo.

**Gráfico 2.12:** Tipos de Mecanismos de Producción y Eficiencia.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

El gráfico indica el resultado de la presión expresada en porcentaje en relación al porcentaje de petróleo acumulado, % del POES. En la práctica en los yacimientos tenemos la combinación de 2 mecanismos y uno de ellos es el que predomina.

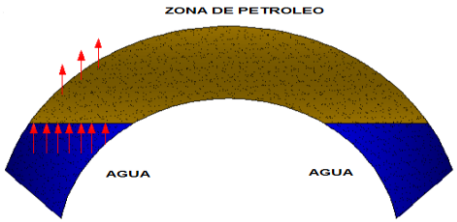
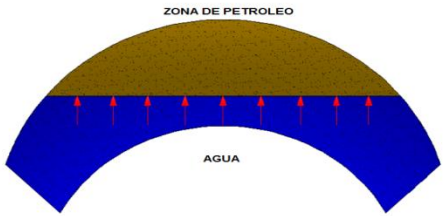
### 2.6.1. Empuje Hidráulico

Se produce cuando por disminución de la presión del yacimiento se origina la expansión del acuífero adyacente al mismo. En un reservorio con empuje hidrostático no existe capa de gas y la presión del reservorio se mantiene o no cae drásticamente en las etapas de producción. El remplazo volumétrico de los fluidos del acuífero adyacente al reservorio determina que el empuje sea parcial o activo.

<sup>10</sup> Integrated Petroleum Reservoir Management, Adduz Setter & Ganesh Thakur , Página 103.

## 2.6.1. Tipos de Empuje Hidráulico.

**Gráfico 2.13:** Tipos de Mecanismos de Empuje Hidráulico.

MECANISMOS DE EMPUJE HIDRÁULICO		FIGURAS
<b>EMPUJE HIDRÁULICO</b>	<b>LATERAL</b> (edge water drive)  Se lo reconoce cuando solo una parte del área está en contacto con el agua.	
	<b>FONDO</b> (bottom water drive) Este es reconocido cuando la capa de agua está por debajo de todo el reservorio.	

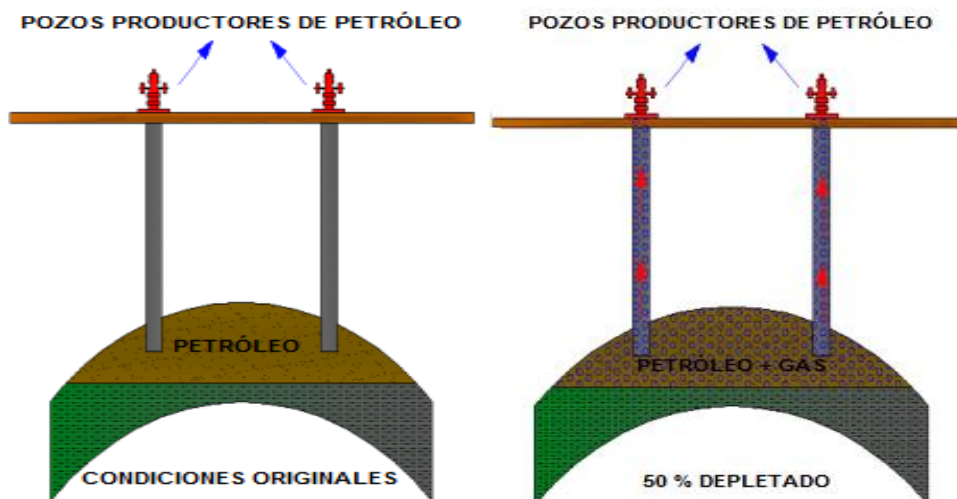
**Fuente:** Integrated Petroleum Reservoir Management. Abdur Setter.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## 2.6.2. Empuje por Gas en Solución.

En un reservorio por empuje por Gas en Solución no existe capa de gas.

**Gráfico 2.14:** Empuje por Gas en Solución.



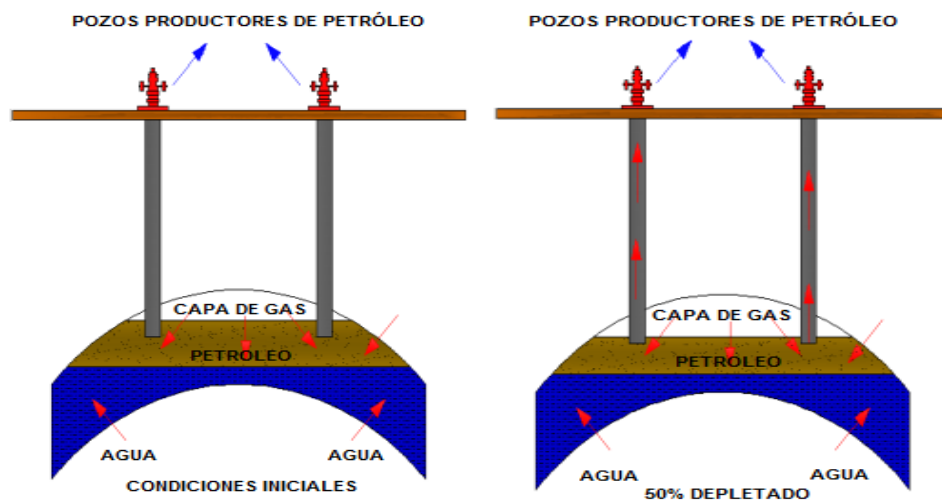
**Fuente:** Integrated Petroleum Reservoir Management. Adduz Setter.

La saturación de agua promedia dentro del volumen poroso está cerca al valor irreducible. La presión inicial del reservorio está sobre la presión del punto de burbuja. Si partimos de una presión inicial al punto de burbuja, entonces la presión como consecuencia de la producción declinará rápidamente hasta el punto de burbuja. Durante este periodo, todo el gas en el reservorio permanece en solución.

### 2.6.3. Empuje por Capa de Gas.

Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la de burbujeo. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

**Gráfico 2.15:** Empuje por Capa de Gas.



**Fuente:** Integrated Petroleum Reservoir Management. Adduz Setter.

### 2.6.4. Empuje por Gravedad.

En un reservorio de empuje por segregación, el gas libre a medida que sale del petróleo se mueve hacia el tope del reservorio mientras que el petróleo se mueve hacia abajo debido a la gravedad. Para que esto ocurra debe existir suficiente permeabilidad vertical para permitir que las fuerzas gravitacionales sean mayores que las fuerzas viscosas dentro del reservorio. Aunque algunos de estos

reservorios no tienen una capa de gas inicial, la recuperación será mayor si esta existe. Un mecanismo similar denominado drenaje gravitacional ocurre si es que el reservorio tiene un gran buzamiento. En este caso el petróleo se mueve hacia abajo y el gas hacia arriba pero el flujo es paralelo al ángulo de buzamiento en vez de ser perpendicular a este.

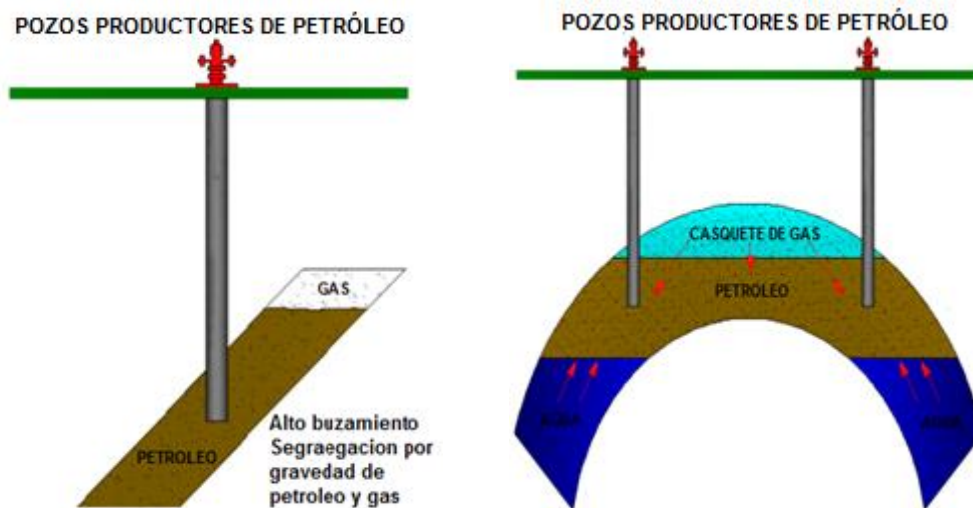
#### 2.6.5. Empuje por Expansión de Roca y Fluido.

Este tipo de comportamiento se da en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no sale hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de saturación. Mientras ocurre esta reducción de presión y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de expulsión, la producción será debida a la expansión de la roca y del petróleo.

#### 2.6.6. Empuje Combinado.

Esto sucede cuando en el yacimiento actúan dos o más mecanismos simultáneamente. En el tiempo de vida productiva del yacimiento el efecto predominante puede cambiar de un mecanismo a otro ya sea natural o artificialmente

**Gráfico 2.16:** Empuje por Gravedad      **Gráfico 2.17:** Empuje Combinado.



**Fuente:** Integrated Petroleum Reservoir Management. Adduz Setter.

## **2.7. TÉRMINOS Y TIPOS DE AGUA.**

### **2.7.1. Orígenes del Agua.**

Como se indicó anteriormente, el empuje hidráulico permite la mejor recuperación de petróleo comparado con otros mecanismos de producción, es así que el agua está presente en todos los campos petrolíferos del mundo y lo ideal para las empresas operadoras sería producir petróleo sin agua, debido principalmente a condiciones técnicas, económicas y ambientales, para el manejo y modificación de instalaciones de superficie para su control; sin embargo hay aguas de formación que son mejores que otras, y es fundamental distinguir entre agua de barrido, agua buena o aceptable y el agua mala.

#### **2.7.1.1. Agua de Barrido.**

Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

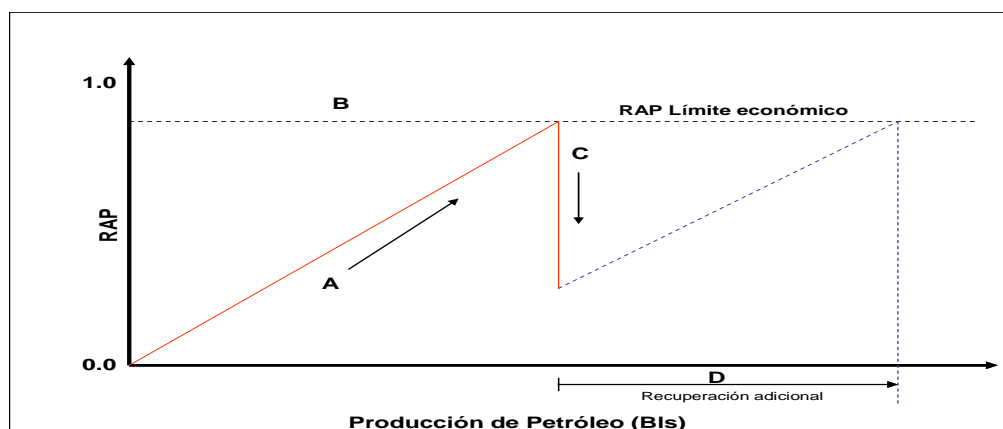
#### **2.7.1.2. Agua en Exceso “agua mala”.**

Se define como el agua en exceso producida dentro del pozo, que no contribuye a producir petróleo. Muchas veces la producción de petróleo no compensa el costo asociado con el manejo de esta agua, es decir el agua se produce fuera del límite económico.

#### **2.7.1.3. Agua Buena o aceptable.**

Es el agua producida junto con el petróleo, a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP). La producción del agua buena o aceptable, tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. Un ejemplo de agua buena es la producida por un acuífero que aporta energía a un reservorio de hidrocarburo.

**Gráfico 2.18:** RAP vs Producción de Petróleo.<sup>[11]</sup>



El gráfico anterior **2.18** muestra el control del agua para aumentar las reservas y la productividad. Como se ve en A, en la mayoría de pozos maduros la relación agua petróleo aumenta con la producción debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente el costo del manejo de agua se acerca al límite económico de la RAP en B. Técnicas de control reducen la producción de agua del pozo, C, y en D se observa una recuperación adicional en trabajos de optimización para el control del agua.

### 2.7.2. Flujo de Agua en Reservorios.

Varias pueden ser las fuentes de flujo en reservorios:

- Agua Libre ( $S_w > S_{wc}$ ) para un contacto agua - petróleo disperso.
- Agua de fondo (Conificación de agua) para un contacto agua petróleo disperso.
- Agua del Flanco (Canalización de agua, inyección de agua) agua de reservorio.

---

<sup>11</sup> Bailey Bill, Elphick Jhon, Kuchuck Fikri, Romano Christian, Roodhart Leo, Water Control, Oilfield Review - Schlumberger 2000, Páginas 35-39.

### 2.7.3. Relación agua-petróleo (RAP) o Water - Oil Ratio (WOR).

Es la relación entre la tasa de producción de agua dividida para la tasa de producción de petróleo y sus valores están entre (100 %) petróleo e infinito (100% agua).

$$RAP = q_{agua} / q_{petróleo} \quad (Ecc: 1)$$

También se utilizan los términos "Corte de Agua" o "Flujo Fraccional" habitualmente que se la define como la tasa de producción de agua dividido por la tasa total de producción total expresada en porcentaje o fracción respectivamente. Un ejemplo es, un RAP de 1 implica un corte de agua de 50%.

$$corte\ de\ agua = \frac{RAP}{1 + RAP} = \frac{\frac{qw}{qo}}{1 + \frac{qw}{qo}} = \frac{\frac{qw}{qo}}{\frac{qo+qw}{qo}} = \frac{qw}{qo + qw} \quad (Ecc: 2)$$

### 2.7.4. Corte de agua al límite económico.

Es aquel en el cual, el costo del manejo, tratamiento y eliminación agua , es igual a las ganancias derivadas del petróleo. La producción de agua por encima de este límite provoca un flujo de fondos negativos. Este se puede aproximar por la ganancia neta obtenida de producir una unidad adicional de volumen de petróleo ( $V_o$ ), dividida por el costo de una unidad adicional de volumen de agua ( $C_w$ ).

A partir del volumen de petróleo ( $V_o$ ) se la puede determinar, es igual al valor de 1 barril de petróleo después de deducir los impuestos y el costo de levantamiento, excluyendo el tratamiento de agua ( $C_w$ ), que es igual al costo del manejo del agua producida.

$$RAP_{económico} = \frac{V_o}{C_w} \quad (Ecc: 3)$$

$RAP_{económico}$  = Relación agua petróleo en limite económico (adimensional).

$V_o$  = Valor de un barril de petróleo, deducido los impuestos y costos de levantamiento (USD).

$C_w$  = Costo del manejo del agua producida (USD).



## 2.8. Análisis de Curvas de Declinación del Campo Fanny.

Se reconocen cuatro maneras de evaluar las reservas de un campo según la SPE<sup>[12]</sup> las cuales son: **1)** Estimaciones Volumétricas, **2)** Evaluación de Comportamiento del Campo **3)** Balance de Materiales y Simulación Matemática y **4)** Analogías con otros campos de similares características.

Las curvas de declinación es la base del segundo método, las cuales deben su nombre a la tendencia de la producción de un pozo a declinar, la tasa de declinación, la cual depende de varios factores como mecanismos de producción, presión y las propiedades de la roca y fluido.

Las principales aplicaciones de las curvas de declinación consisten en:

- Evaluar las reservas remanentes de un pozo o campo.
- Pronosticar las tasas de crudo a determinada fecha, pronosticar las tasas y reservas remanentes de los pozos y el efecto del avance de agua en los mismos.

**Gráfico 2.19: Curvas de Declinación**<sup>[13]</sup>



<sup>12</sup> Donohue David AT. Unit One, Production Rate Decline Analysis IHRDC, Página 1.

<sup>13</sup> Romero Francisco, Análisis y Monitoreo de la Intrusión de Agua en la Formación Hollín del Campo Villano, Mayo 2004.

Existen tres tipos de curvas de declinación que son comúnmente usadas, la **exponencial, hiperbólica y armónica**, las cuales pueden ser expresadas matemáticamente, y gráficamente se pueden representar según la Gráfico 2.19.

Además dos períodos importantes, el primero el transiente o de acción infinita, y el de declinación, solo en este último período pueden ser analizadas las curvas.

La ecuación nominal de la tasa de declinación de la producción muestra que el cambio en la tasa de producción por unidad de tiempo es función de la tasa de producción.

$$D = -\frac{dq/dt}{q} \rightarrow Ecc : 4$$

### **Exponencial.**

Con una declinación exponencial, el cambio en la tasa de producción por unidad de tiempo es una función constante de la tasa de producción, esto significa que la tasa de declinación D, es constante, así:

$$qt = qi * e^{-Dit} \rightarrow Ecc : 5$$

Dónde: **qt** = Rata @ tiempo t. (barriles)

**qi** = Rata Inicia. (barriles)

**Di** = Coeficiente de declinación Inicial (adimensional).

**t** = tiempo (días).

Como se indicó previamente, la tasa de declinación es constante, para la declinación exponencial o constante, por conveniencia se puede establecer:

$$D = K,$$

### **Hiperbólica**

Para las 2 declinaciones armónica e hiperbólica, la tasa de declinación, no es constante. Para la declinación hiperbólica, la tasa de declinación es proporcional a la exponencial de q, como se expresa;

$$D = Kq^n \rightarrow Ecc : 6$$

Siendo que n está entre 0 y 1, la ecuación que define esta declinación es:

$$qt = \frac{qi}{(1 + nDit)^{\frac{1}{n}}} \rightarrow Ecc : 7$$

Dónde: **n** = Coeficiente de Declinación.

### **Armónica**

Para una declinación armónica, la tasa de declinación es proporcional a q, con **n = 1** y puede ser expresado como:

$$D = k q.$$

Y la ecuación que define este tipo de declinación es:

$$qt = qi * \frac{1}{1 + Dit} \rightarrow Ecc : 8$$

Como se puede observar, la declinación armónica y la declinación exponencial son casos especiales de la declinación hiperbólica, o sea, cuando n es igual a cero, se tiene una declinación exponencial y para n igual a uno, se tiene declinaciones armónicas. En estas ecuaciones el problema radica en encontrar tres parámetros que son: n, Di y qi. Para la resolución de este tipo de problemas se ha recurrido a bases matemáticas para su resolución como es el caso del empleo de mínimos cuadrados para la resolución de la declinación armónica y exponencial y a la recurrencia de la regresión lineal para la resolución por medio de la declinación hiperbólica.

### 2.8.1. Aplicación de Mínimos Cuadrados para Resolución de Declinación Exponencial y Armónica

Se puede recurrir a este artificio matemático para la resolución de los parámetros correspondientes a estos tipos de declinaciones<sup>[14]</sup>, tal cual se indica.

#### Declinación Exponencial

$$qt = qi e^{-Dit}$$

$$\ln qi = \frac{(\sum t^2 * \sum \ln qt) - (\sum t * \sum t * \ln qt)}{n \sum t^2 - (\sum t)^2} \rightarrow Ecc : 9$$

$$Di = \frac{(\sum t * \sum \ln qt) - (n \sum t * \ln qt)}{n \sum t^2 - (\sum t)^2} \rightarrow Ecc : 10$$

#### Declinación Armónica

$$qt = qi * \frac{1}{1 + Dit}$$

$$qi = \frac{(\sum qt * \sum qt * t^2) - (\sum qt * t^2)}{n \sum qt * t^2 - (\sum t * \sum qt * t)} \rightarrow Ecc : 11$$

$$Di = \frac{(\sum t * \sum qt) - n(\sum qt * t)}{n \sum qt * t^2 - (\sum t * \sum qt * t)} \rightarrow Ecc : 12$$

Ingresando estas ecuaciones en una hoja de cálculo, se puede obtener fácilmente dichos parámetros y así hacer los pronósticos y la representación gráfica.

### 2.8.2. Aplicación de la Regresión Lineal para la Resolución de los Coeficientes para la Declinación Hiperbólica

---

<sup>14</sup> Donohue David AT. Unit One, Production Rate Decline Analysis IHRDC, Página 1.

Este método<sup>[15]</sup>, desarrollado por Towler, se basa en el uso del término  $r$ , el cuál es el coeficiente de regresión lineal, que para la aplicabilidad del proceso tiene que ser elevado al cuadrado, debiendo hallarse un valor máximo de  $r$  y que puede ser encontrado en base a las siguientes ecuaciones:

$$qt = \frac{qi}{(1 + nDit)^{\frac{1}{n}}}$$

$$SSE = \sum (qt - qt')^2 \rightarrow Ecc : 13$$

$$SSR = \sum (t - tavg)(qt - qavg) \rightarrow Ecc : 14$$

$$SST = \sum SSE + SSR \rightarrow Ecc : 15$$

$$r^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} \rightarrow Ecc : 16$$

Dónde:

**Di** = Rata de declinación inicial (barriles).

**n** = exponente Hiperbólico  $0 < n < 1$  (adimensional).

**qi** = Producción de petróleo inicial (barriles)

**qt** = Rata de Producción a tiempo  $t$  (barriles por día).

**r** = Coeficiente de Regresión (adimensional).

**SSE** = Suma de los cuadrados de los errores en los datos medidos.

**SSR** = Suma de los cuadrados de los residuos en los datos medidos.

**SST** = Suma total de los cuadrados de los datos medidos.

**t** = tiempo (días).

Aplicando estas ecuaciones en una hoja de cálculo en Excel, se pueden obtener simultáneamente los valores de los parámetros para la declinación hiperbólica y

---

<sup>15</sup> Towler Brian, F. Bansal Sitanshu, Hyperbolic decline curve analysis using linear regression, Elseiver Science Publisher B.V. 1993.

así poder graficarlos y hacer las predicciones correspondientes a este tipo de curva de declinación. Cabe destacar que bajo este método, según el autor se puede obtener valores de  $n$  mayores a uno y menores que cero o negativos, lo que indica valores mayores a uno la heterogeneidad del reservorio, o fracturas naturales, y menores que cero, algún daño mecánico, pero siendo estos conceptos muy artificiales y no aplicables al presente estudio.

### 2.8.3. Significado Físico de las Curvas de Declinación <sup>[16]</sup>

En una declinación exponencial,  $\ln q_t$  (caudal total) vs tiempo representa una línea recta. La curva exponencial representa la respuesta de la presión y producción de una roca y fluido uniforme, de un sistema productivo donde los límites externos del intervalo productivo influencia la caída de presión del reservorio. Físicamente este modelo puede ser aplicado a la mayoría de pozos en especial a los que tienen una presión de fondo constante. Se puede observar en el gráfico, que la porción hiperbólica refleja el tiempo cuando los límites del reservorio no han sido alcanzados por los efectos de la caída de presión.

**Gráfico 2.20:**  $\ln$  rata de producción vs tiempo



La curva de declinación hiperbólica puede ser resultado de que la onda de presión transiente no ha alcanzado el límite externo del reservorio, o de la suma de los efectos de presión causados por la producción compuesta por capas de porosidad y permeabilidad desiguales dentro de un mismo intervalo productivo.

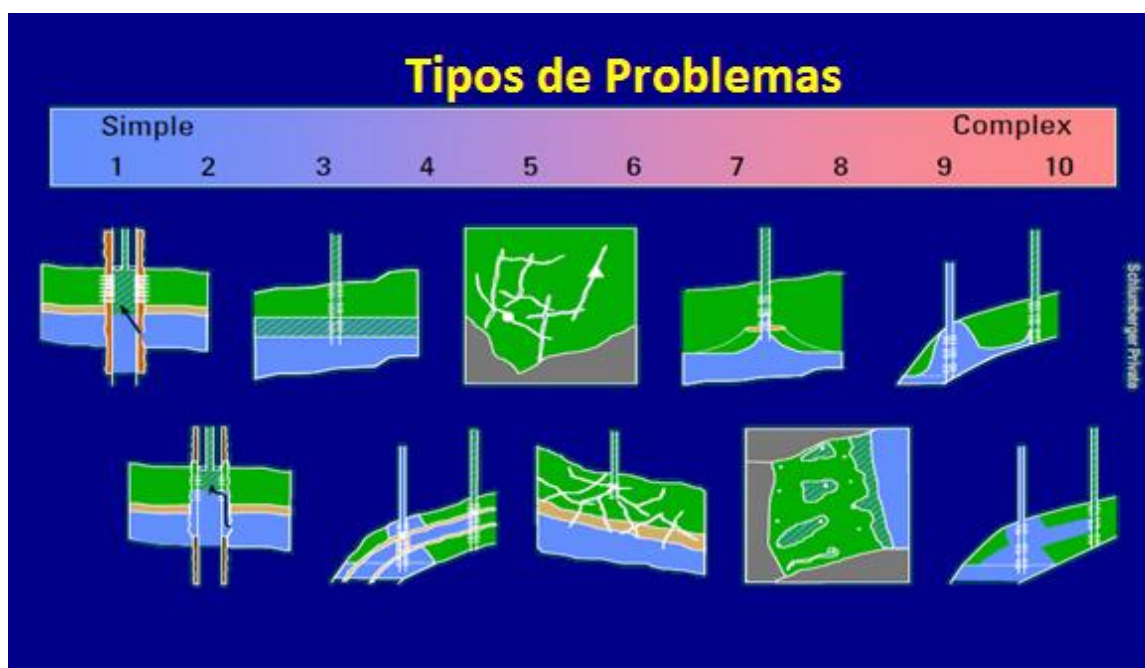
---

<sup>16</sup> Poston T.W, Blasingame, T.A, Microcomputer Applications to decline Curve Analysis, Geobyte, 1986.

## 2.9. Tipos de Problemas y Soluciones para Control de Agua <sup>[17]</sup>.

Diez tipos de problemas específicos del agua se muestran en el gráfico 2.21 según el grado de complejidad. El elevado corte de agua puede deberse a más de un tipo de problema, la información disponible debe utilizarse primero para diagnosticar el problema del exceso de agua producida. La solución de problemas de menor complejidad primero puede reducir el riesgo y disminuir el tiempo requerido de pago.

**Gráfico 2.21:** Tipos de Problemas de Producción de Agua



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Yacimientos y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

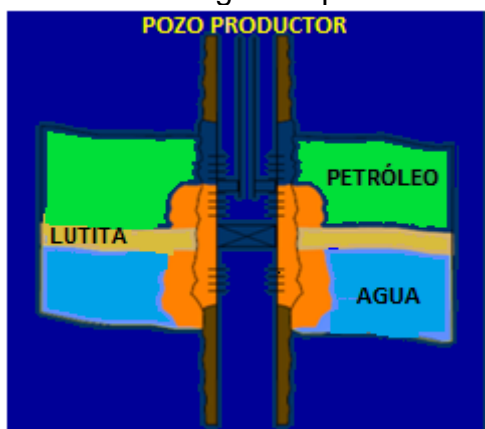
### 2.9.1. Filtración por el casing, tuberías de producción o empaaduras.

Permite que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. Los registros de producción tales como los de temperatura y spinner pueden ser suficientes para diagnosticar el problema. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el sellado mecánico por medio de tapones, cemento o empaaduras. Ver gráfico 2. 22.

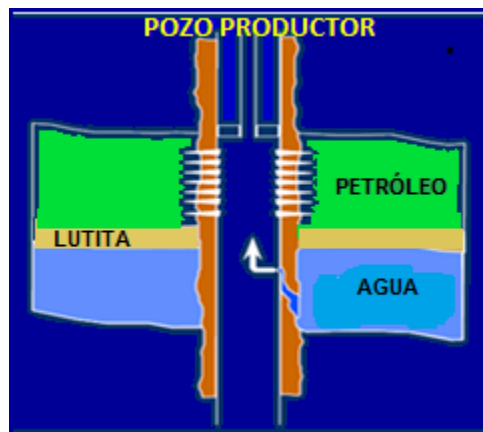
<sup>17</sup> Diagnostic Techniques for Water Control, Management of oilfield water, Tony Fondyga, Schlumberger Data& Consulting Services, Trinidad SPE Presentation, June 25 2008, Páginas 7-56.

**2.9.2. Flujo detrás del casing:** La existencia de fallas en la cementación primaria o la creación de un espacio vacío debido a la producción de arena provocan que el agua fluya e invada el espacio anular. Los registros de temperatura o de activación de oxígeno pueden detectar el flujo de agua detrás del casing. Los fluidos de cierre pueden proporcionar una solución. Ver gráfico 2.23.

**Gráfico 2.22:** Filtración en el casing, tubing o empacadores.



**Gráfico 2.23:** Flujo detrás del casing.



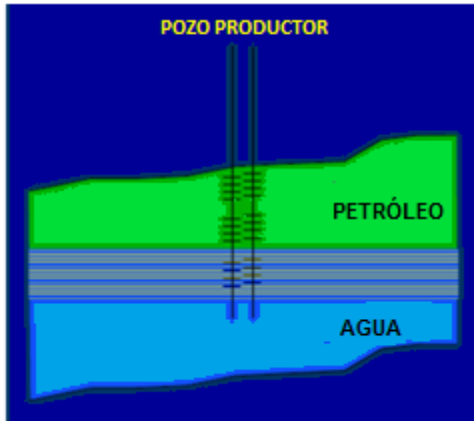
**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

**2.9.3. Contacto agua-petróleo ascendente:** Típicamente están asociados con un límite de permeabilidad vertical muy baja normalmente valores menores de 1 mD. La conificación es más probable con permeabilidades verticales altas. En pozos verticales, el problema puede ser resuelto mecánicamente por el aislamiento de la parte inferior del pozo. En los pozos horizontales no existe una solución cercana al pozo y realizar una desviación de la trayectoria del pozo es lo más recomendable. Ver gráfico 2.24.

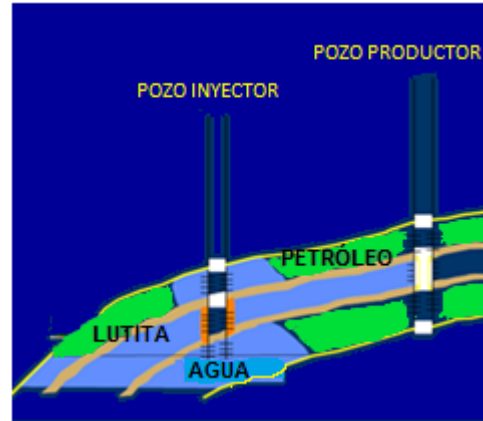
**2.9.4. Capas de alta permeabilidad sin flujo transversal:** Una barrera de lutita por encima y por debajo de la capa es normalmente la causa de esta condición. La ausencia de flujo cruzado hace que este problema sea fácil de resolver mediante la aplicación de fluidos rígidos de cierre o cierres mecánicos tanto en pozos inyectoros y productores. Ver gráfico 2.25.



**Gráfico 2.24:** Contacto agua-petróleo, ascendente.



**Gráfico 2.25:** Capas alta permeabilidad sin flujo Transversal.

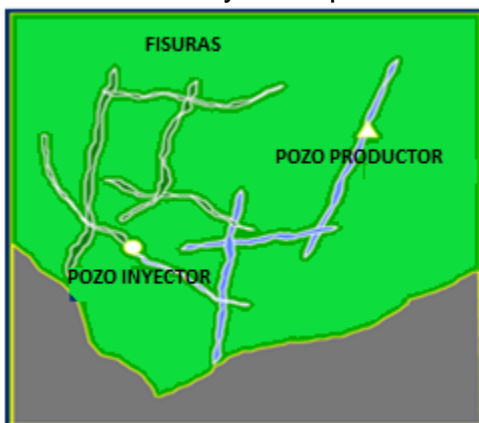


**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

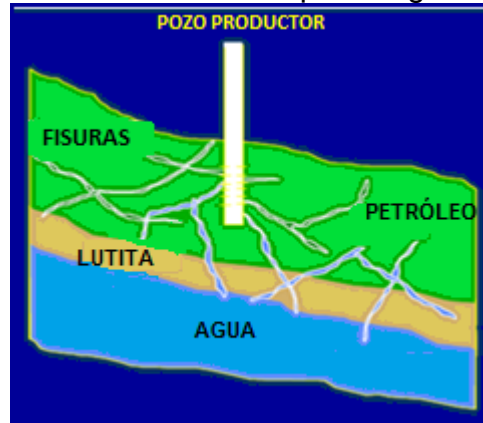
**2.9.5. Fallas entre un pozo inyector y un productor:** El agua se puede romper a través de pozos de producción en el yacimiento por fallas naturales. Las pruebas de presión transitorias y trazadores entre pozos pueden confirmar el problema. La aplicación de un fluido de cierre en el pozo inyector de agua puede ser efectiva sin afectar a las fisuras que contribuyen a la producción de petróleo. Ver gráfico 2.26.

**2.9.6. Fallas o fracturas de una capa de agua:** El agua se produce a partir de un subyacente a través de fracturas naturales. Un problema similar se produce cuando las fracturas hidráulicas penetran verticalmente en una capa de agua. La aplicación de fluidos de cierre puede ser eficaz en este problema. Ver gráfico 2.27.

**Gráfico 2.26:** Fallas entre un pozo, inyector -productor.



**Gráfico 2.27:** Fallas o Fracturas de una capa de agua.

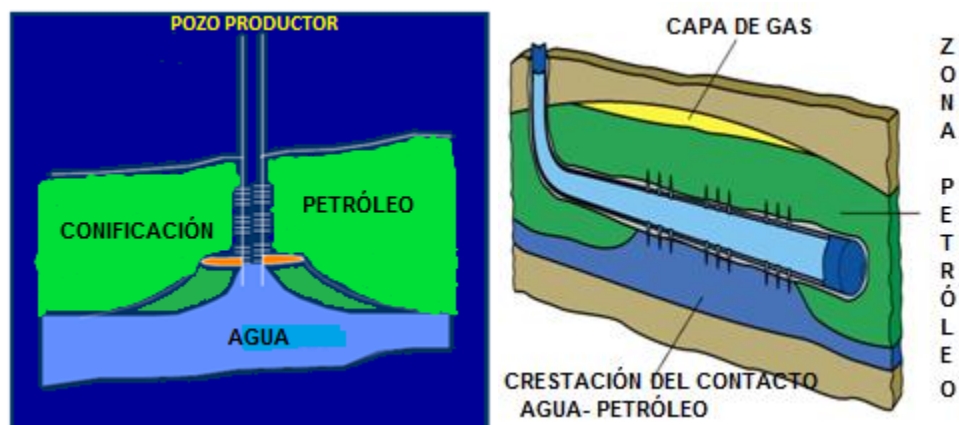


**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

### 2.9.7. Conificación o formación de cúspide.

La reducción de presión cerca al área de completación del pozo da como resultado la conificación del fluido en pozos verticales así como la formación de cúspide en pozos horizontales. Una capa de gel colocado sobre el cono puede ser eficaz para retrasar el proceso. Sin embargo para ser eficaz, se debe colocar un radio de gel de al menos 50 pies (15 m) es necesario a menudo limitar la viabilidad económica del tratamiento. Una alternativa a la colocación de gel puede ser una perforación lateral nueva que puede estar situada cerca de la parte superior de la formación, el aumento de la distancia desde el OWC y la disminución de la reducción del espesor de la arena productora, los cuáles reducen el efecto de conificación; también una técnica de producción de doble drenaje puede ser un tratamiento eficaz. Ver gráfico 2.28.

**Gráfico 2.28:** Conificación o formación de cúspide (cussing).



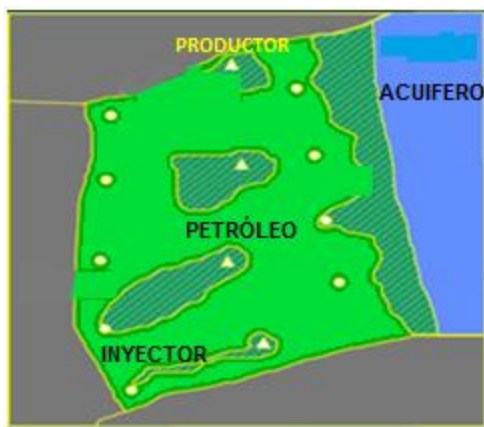
**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

### 2.9.8. Barrido areal deficiente

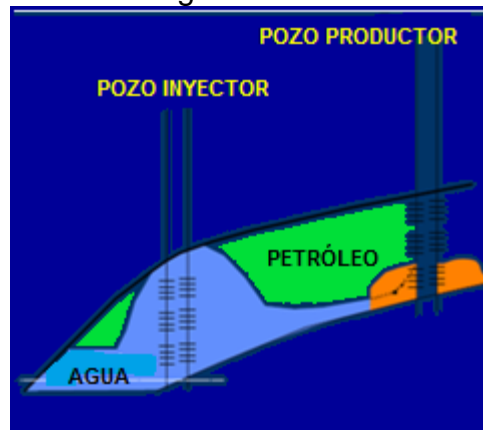
Este problema se asocia a menudo con heterogeneidad pobre de permeabilidad areal y anisotropía, es particularmente grave en las deposiciones con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio del poro ya barrido. Otra forma de acceder al petróleo no barrido es mediante la adición de perforaciones laterales a los pozos existentes o mediante la perforación de relleno. Ver gráfico 2.29.

**2.9.9. Capa segregación gravitacional:** En capas de depósito de gran espesor con una buena permeabilidad vertical, el agua ya sea de un acuífero o de inyección de agua se separa por gravedad y barre solo la parte inferior de la formación. El cierre de perforaciones inferiores en pozos de inyección o producción a menudo tiene solo un efecto marginal, en última instancia la segregación por gravedad domina. Si esto ocurre, los pozos de producción presenta conificación, el tratamiento con geles son poco probables que proporcione resultados duraderos. Orificios de drenaje laterales adicionales pueden ser eficaces en el acceso al petróleo no barrido. La espuma de inundación de fluidos viscosos, inyección de gas o alternando entre los dos también pueden mejorar la eficiencia de barrido vertical. Ver gráfico **2.30**.

**Gráfico 2.29:** Barrido areal deficiente.



**Gráfico 2.30:** Capa de segregación gravitacional.

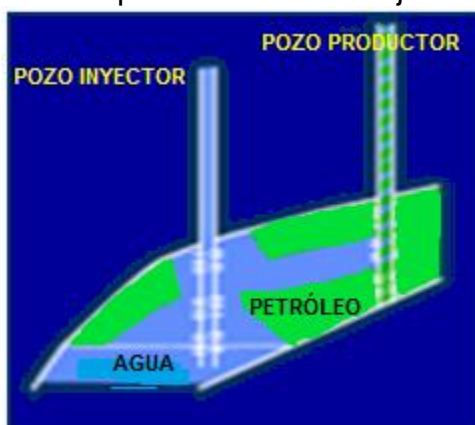


**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

#### **2.9.10. Capa inundada con flujo trasversal.**

En contraste con el caso de sin flujo transversal (Caso **2.10.4**) La presencia de flujo transversal se opone a soluciones que modifican los perfiles de producción o inyección de agua cercano al pozo. La profundidad de penetración de gel proporciona una solución parcial pero no es totalmente eficaz. Ver gráfico **2.31**.

**Gráfico 2.31:** Capa inundada con flujo transversal.



**Fuente:** Diagnostic Techniques for Water Control, Tony Fondyga, Management of Oil Water 2008.

## 2.10. Técnicas de Diagnóstico para el Control del agua en el Yacimiento.<sup>[18]</sup>

La identificación apropiada de la causa de la producción de agua, de forma general, se fundamentan en los siguientes criterios:

El **primer paso** es determinar si la producción de agua es realmente un problema, y comúnmente ocurre en los casos en que la producción de agua se incrementa rápidamente en un tiempo reducido.

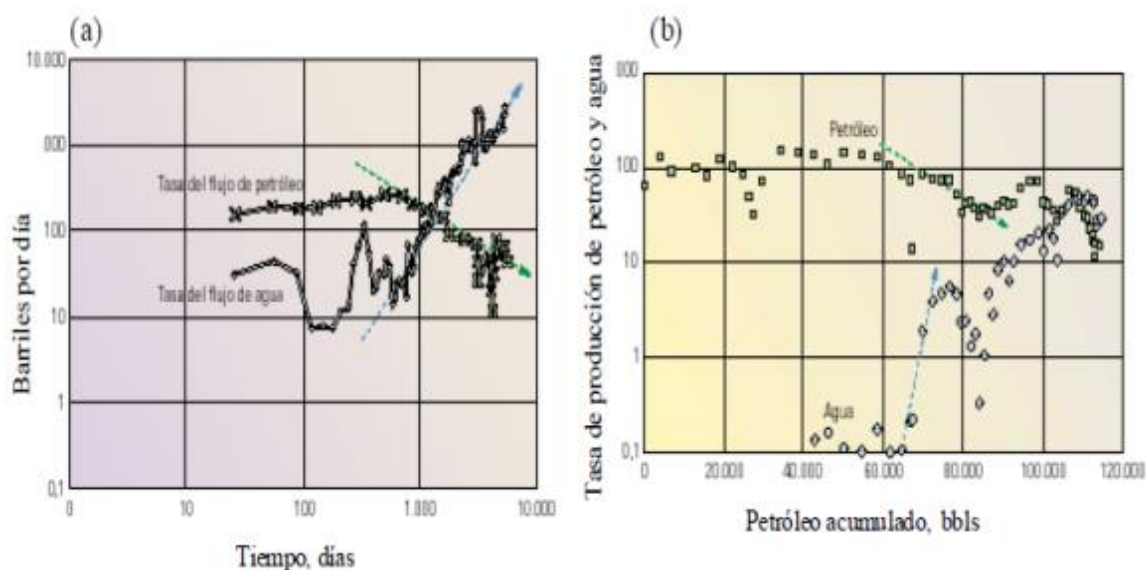
Esto se puede observar utilizando métodos gráficos en los que se analiza la historia de producción. En la Figura 2.32 se muestran los gráficos de producción de un pozo con problemas de producción de agua. En el gráfico **2.32. (a)** se muestra un gráfico de la historia de producción. Los gráficos de las tasas de agua y petróleo con respecto al tiempo pueden resultar útiles para identificar problemas de agua cuando se observa cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo. Ello posiblemente señale la necesidad de aplicar un tratamiento para solventar el problema. En el gráfico **2.32. (b)** se muestra una curva de declinación de producción, en la cual el cambio

---

<sup>18</sup> Bailey Bill, Elphick Jhon, Kuchuck Fikri, Romano Christian, Roodhart Leo, Water Control, Oilfield Review - Schlumberger 2000, Páginas 35-39.

brusco en la pendiente de la recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua puede estar afectando la producción del pozo.

**Gráfico 2.32:** Método gráfico para evaluar la problemática del agua (a) Historia de tasas de producción (b) Curvas de declinación de producción.



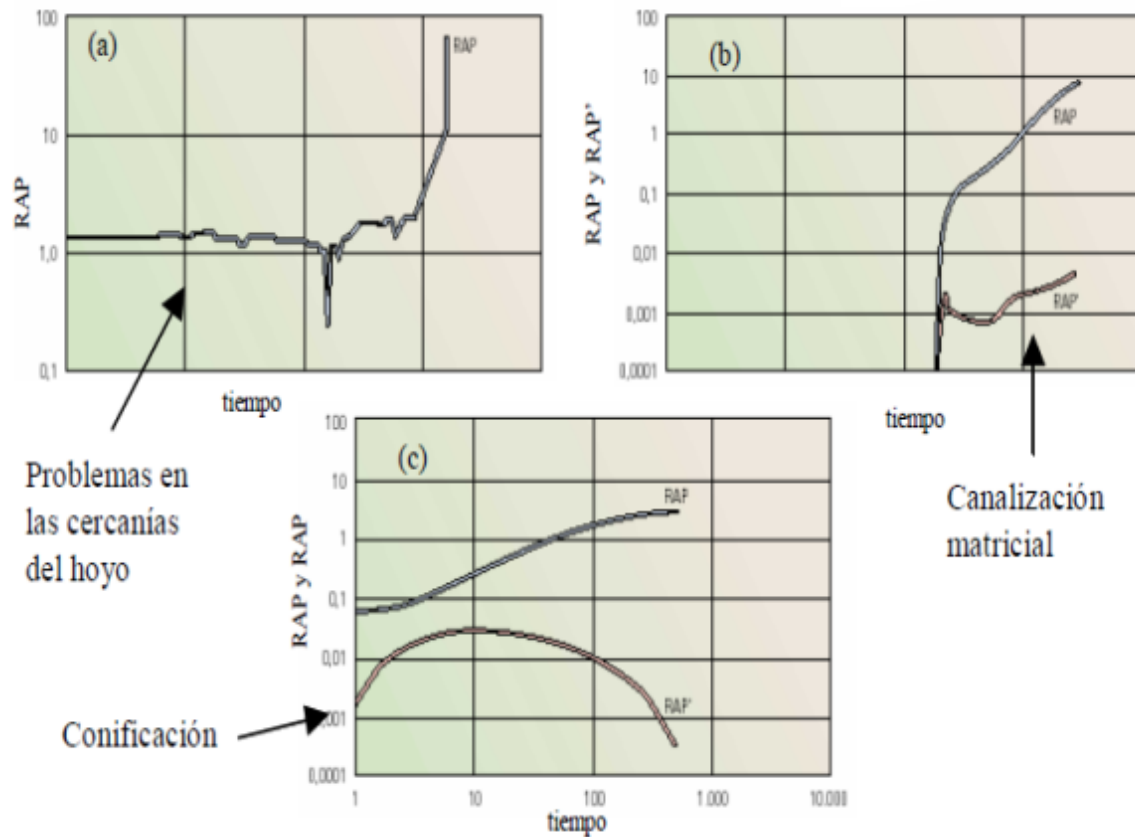
**Fuente:** Water Control, Schlumberger, Bill Bailey. Oil field Spring 2000

Otra de las herramientas más comunes utilizadas en esta etapa son las curvas de relación agua-petróleo (RAP) o agua-gas con respecto al tiempo.

**Curvas Tipo “Chan”** Las curvas K.S. Chan, basadas en un sistema de estudio numérico de simulación sobre reservorios con conificación y canalización, se descubrió que realizando gráficas LOG-LOG de RAP vs tiempo se puede visualizar la tendencia de las diferentes características de los reservorios citados. Y la derivada del RAP ( $RAP'$ ) en relación a la derivada del tiempo se puede identificar el posible problema del pozo: conificación por alta permeabilidad o canalización cerca del pozo. Esta técnica fue aplicada en pozos en Texas, California y Alaska, el diagnóstico y tratamiento, optimizaron la producción.

Las curvas a continuación ilustradas tratan los problemas más comunes que se han presentado en forma práctica. Ver gráfico 2.33.

**Gráfico 2.33:** Curvas de diagnóstico en la producción de agua.



**Fuente:** Water Control, Schlumberger, Bill Bailey. Oil field Spring 2000

El **segundo pasó**, consiste en determinar el estado de la completación del pozo aplicando pruebas de integridad en el revestidor y en las tuberías, además de utilizar registros de cementación que identifiquen la calidad del cemento en el pozo. Si se descartan los problemas en las cercanías del pozo, el próximo paso consiste en determinar si el flujo en las cercanías del pozo es lineal o radial. El primer caso se asocia a yacimientos con canalización a través de fracturas. Para distinguir rápidamente cuando un pozo presenta flujo lineal o radial, Seright propuso "Comparar el índice de productividad del pozo con el calculado utilizando la Ley de Darcy para flujo radial. Si el índice de productividad observado es mucho mayor (5 veces o más) que el calculado, entonces es muy probable que esté presente una fractura". Las expresiones correspondientes son:

$$\frac{q}{\Delta P} \gg \frac{\sum kh}{141,2\mu L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Flujo lineal ... .. (1) Ecc: 17}$$

$$\frac{q}{\Delta P} \leq \frac{\sum kh}{141,2\mu L n \left( \frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{Flujo radial ... .. (2) Ecc: 18}$$

Dónde:

- $q/\Delta P$ = Índice de productividad, (barriles/día/lpca).
- $K$ =Permeabilidad efectiva, (mD).
- $h$ = Espesor de la arena completada, (pies).
- $\mu$ = Viscosidad, cps.
- $r_e$ = Radio de drenaje del pozo, (pies).
- $r_w$ = Radio del pozo, (pies).

Luego, si se identifica y confirma flujo radial, es necesario determinar si ocurre o no flujo cruzado entre las zonas con aporte de agua y las de hidrocarburos.

Esto ha sido determinante en la eficiencia de los tratamientos para el control de agua. En los casos en los cuales el flujo cruzado existe, aún no se han empleado con éxito técnicas de mitigación, ya que suelen tener poco o ningún efecto sobre la producción de agua. Los casos sin flujo cruzado se caracterizan por tener barreras impermeables entre las capas de agua y la de petróleo.

En la Tabla 2.11 se resumen los problemas más comunes asociados a la producción excesiva de agua, las posibles causas y las herramientas de diagnóstico.

**Tabla 2.11.** Principales problemas de producción de agua.

Problema	Posible causa	Herramientas de diagnóstico
Fugas del revestidor	Huecos en la tubería por corrosión	Registros de temperatura, cementación, análisis de agua de formación.
Conificación	Movimiento de un acuífero de fondo, alta tasa de producción	Registros neutrón, de densidad, petrofísica, pruebas de pozo.
Canalización	Comunicación con zonas altamente permeables	Análisis de núcleos, análisis de movilidad de fluidos.
Fracturas	Fracturas fuera de la zona	Trazadores radioactivos, registros de fluidos, pruebas de presión.
Mal estado del cemento	Deterioro del cemento, problemas de la cementación primaria.	Registros de cementación y activación de oxígeno.

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Desarrollo Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## **2.11. Tratamientos y trabajos para el control de agua.<sup>[19]</sup>**

Cada tipo de problema tiene distintas opciones de solución que varían desde las soluciones químicas, que son relativamente de bajo costo, hasta las más complejas y costosas soluciones de completación y tratamientos especiales en el pozo. Es habitual la existencia de diversos problemas de control de agua, a menudo se hace necesario adoptar una combinación de varias soluciones.

Además de las soluciones tradicionales, existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control de agua tales como: Polímeros base agua, Bloqueadores, Reductores y Modificadores de Permeabilidad.

### **2.11.1. Trabajos mecánicos.**

Este tipo de trabajo se basa en bloquear o restringir el flujo del agua de formación dentro del pozo con tapones mecánicos o inflables en problemas como: filtración del casing, flujo de agua detrás del casing, el ascenso del agua desde el fondo y capas inundadas sin flujo transversal. Sus ventajas son fáciles de instalar, removibles y el riesgo de dañar la formación disminuye. Se pueden incluir los tapones mecánicos, parches para casing, tapones de cemento, sliding sleeves (camisas deslizables) y últimamente reguladores de flujo al fondo del pozo.

### **2.11.2. Trabajos químicos.<sup>[20]</sup>**

Este tipo de trabajo se basa en cortar o reducir el flujo de agua de formación dentro del reservorio mediante métodos químicos que varían desde sistemas de polímeros base agua, sistemas de polímeros base petróleo, tipos y mezclas de cementos.

---

<sup>19</sup> Bailey Bill, Elphick Jhon, Kuchuck Fikri, Romano Christian, Roodhart Leo, Water Control, Oilfield Review - Schlumberger 2000, Páginas 35-39.

<sup>20</sup> Zubillaga A, Cartona M, Veiga M, Briggiler N, Control de Agua Aplicación de Nuevas Técnicas y Productos, San Jorge Argentina 2003. Páginas 3-5.



### **2.11.2.1. Sistemas de polímeros en base agua.**

Permiten limitar el flujo de agua de la formación hacia el pozo. Los problemas que se pueden controlar con estos sistemas son:

**a)** Los trabajos de acidificación que incrementaron el corte de agua **b)** Conificación en el fondo del pozo, **c)** Fuga y Canalización de agua a través del casing, **d)** Temprano rompimiento del agua de inyección, **e)** Canalización de agua a través de fisuras pequeñas, **f)** barreras lutítica. **g)** taponamiento del pozo.

Existen cuatro tipos de tratamientos para el control de agua que se inyecta en los pozos bajo condiciones matriciales.

### **2.11.2.2. Bloqueadores de Permeabilidad o Gelificantes.**

Estos materiales tapan los espacios porales evitando el movimiento de fluido, generalmente por medio de una reacción química retardada y controlada que permite la inyección profunda del material antes que este reaccione formando un gel tridimensional. Son buenos ejemplos las soluciones de silicato de sodio, activadas internamente con ésteres de urea o resinas aminoplásticas.

Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído. Son soluciones de baja concentración bombeadas en un estado no reticulado, por lo que tienen baja viscosidad. Se activan in situ, la temperatura las pone en acción y controladas por reguladores de pH forman un gel de obturación de alta viscosidad. Ninguno de estos materiales es selectivo y tapan poros conteniendo hidrocarburo y/o agua. Por lo tanto, requieren medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo. Este tipo de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de

canalización, “fingering” o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros, se produce una reducción en la producción de petróleo o suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables.

#### **2.11.2.3. DPR - Reductores Desproporcionados de Permeabilidad.**

Estos materiales también taponan los espacios porales, restringiendo el movimiento de fluido, pero no precipitan, no se hinchan ni se viscosifican tanto en la presencia de hidrocarburos como lo harían en el caso de estar en un ambiente acuoso o son parcialmente solubles en petróleo. El efecto neto es una reducción de permeabilidad efectiva al agua por un factor mayor que la reducción de permeabilidad al hidrocarburo. Sin embargo, como el efecto sobre la permeabilidad al petróleo podría ser una reducción de más del 90% dependiendo del sistema seleccionado (tal el caso de varios DPR's), la aislación mecánica puede aún ser necesaria en la misma forma que con los bloqueadores de permeabilidad.

Los materiales base agua preferidos son los derivados de resinas de madera que forman un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en la presencia de agua y forma un gel rígido de sílice. La aplicación de este tipo de materiales no ha sido muy exitosa.

#### **2.11.2.4. SPB - Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos.**

Nuevos sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico – VAS (Viscoelastic Anionic Surfactant) han sido recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de aquellos usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad

efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo). Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el reservorio en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura). Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidad de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores que 15 1/seg), la viscosidad de estos sistemas VAS podrían aumentar tanto como 100 veces por lo que restringirían el movimiento de fluido.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. Es importante recordar que la ruptura del gel no es instantánea y que por lo tanto se puede obtener una respuesta inicial más lenta de los pozos tratados con estos sistemas

#### **2.11.2.5. Modificadores de Permeabilidad Relativa (RPM).**

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca los espacios porales. Ya que son altamente hidrofílicos atraen el agua y repelen el aceite y como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como resultado, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada.

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y más recientemente los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y

magnesio estropean su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio.

Se han desarrollado RPM (Modificadores Permeabilidad Relativa) de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas formando terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca. Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes.

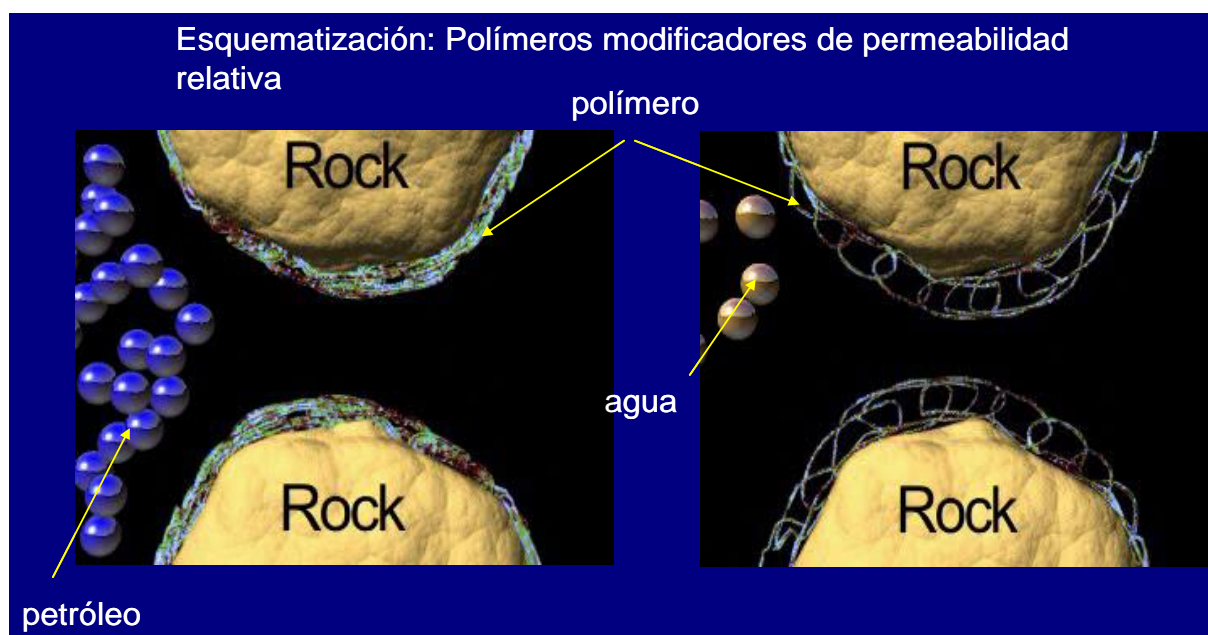
Lo ideal sería que los materiales RPM (Modificadores de Permeabilidad Relativa) fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto “negativo”) es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, junto aquellos que emplean SPB (Bloqueadores de Permeabilidad Selectivos), son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y son los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se lo coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, salinidad o baja presión afectarán la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua.

Es importante destacar que el desarrollo original de fluidos base VAS fue para obtener un fluido de fractura libre de polisacáridos. Con el ajuste de cationes, concentraciones y pH se obtiene una variedad de alternativas de fluido de alta viscosidad, excelentes propiedades de transporte (ligadas a la viscoelasticidad)

que constituyen una familia con excelentes propiedades que resultan en mayor longitud efectiva: ausencia de sólidos tras la ruptura, acuohumectación (a diferencia de otros surfactantes viscoelásticos catiónicos), mecanismos únicos de ruptura, elevado tenor de sales para compatibilidad con rocas sensibles al agua, etc. Es de destacar que los primeros tratamientos con fluido de fractura base VAS dieron como resultado una notable reducción en el corte de agua, aun cuando el fluido no fue diseñado específicamente para ese efecto.

**Gráfico 2.34:** Esquematzación Comportamiento Roca-Fluido-Polímero



**Fuente:** BJ Services Tecnologías para Control de Producción de Agua

### 2.11.3. Cementación Forzada o Remedial (Squeeze).<sup>[21]</sup>

El proceso de aislamiento de zonas intermedias normalmente es una operación donde la lechada de cemento es forzada bajo presión en un punto específico del pozo. Sus aplicaciones incluyen el aislamiento de agua o gas de la formación productora, recompletamiento de un intervalo depletado o no deseado, reparación

<sup>21</sup> Bailey Bill, Elphick Jhon, Kuchuck Fikri, Romano Christian, Roodhart Leo, Water Control, Oilfield Review - Schlumberger 2000, Páginas 35-39.

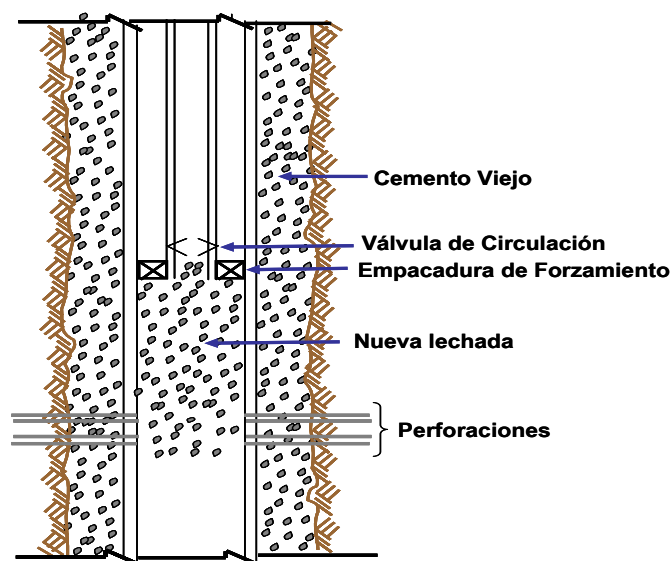
del “casing” o de una falla de la tubería y de un mal trabajo de cementación primaria. Las técnicas de cementación forzada se clasifican en: **forzamiento a alta y a baja presión, debido a la diferencia de presión que se aplica cuando el cemento entre en contacto con la formación.**

Los principales objetivos son:

- Reparar un trabajo de cementación primaria fallida debido a canalización del lodo o a una altura insuficiente de cemento en el espacio anular.
- Eliminar la intrusión de agua proveniente de formaciones adyacentes a las zonas productoras de hidrocarburos.
- Reducir la relación gas-petróleo de producción a través del aislamiento de la zona de gas del intervalo adyacente de petróleo.
- Reparar rotura de tuberías debido a corrosión o fallas por fatiga.
- Abandonar una zona no productiva o depletada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir la migración vertical de los fluidos del yacimiento.

Existen tres tipos de cementación remedial: **a)** Reparación de huecos en el pozo, **b)** Reparación de la Cementación Primaria y **c)** Reparación de la Formación.

**Gráfico 2.35:** Esquema de Cementación forzada o remedial.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Desarrollo Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## CAPÍTULO III

### RECOPIACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

#### 3. ELECCIÓN DE POZOS CRÍTICOS EN LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

El análisis para la selección de los pozos del Campo Fanny con el objeto de estudiarlos y saber las causas del incremento de la producción de agua se lo realizó en base a las siguientes consideraciones:

##### 3.1. Alto Corte de Agua BSW (Basic Sediment and Water).

La recopilación de información para la seleccionar los pozos que se encuentran en la actualidad con altos cortes de agua (BSW Basic Sediment and Water) y la base productiva de petróleo rentable fijada por la empresa es 50 BOPD, para lo cual se utilizó el software de Schlumberger OilField Manager “OFM 10.2” y Excel.

#### Yacimiento M-1

**Tabla 3.1 Pozos con Altos Corte de Agua BSW.**

N°	WELL PAD	POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
1	FANNY 18B2	FANNY 18B-2 (M-1)	3206	71	3135	97.8
2	FANNY 10	FANNY 10 (M-1)	6540	275	6265	95.8
3	FANNY 20	FANNY 20 (M-1)	2994	117	2877	96.1
4	FANNY 20	FANNY 21 (M-1)	2698	108	2590	96.0
5	FANNY 50	FANNY 28 (M-1)	2200	79	2121	96.4
6	FANNY 50	FANNY 29 (M-1)	2366	62	2304	97.4
7	FANNY 20	FANNY 37 (M-1)	3112	209	2903	93.3
8	FANNY 20	FANNY 46 (M-1)	3160	161	2999	94.9
9	FANNY 20	FANNY 57 (M-1)	3704	163	3541	95.6
10	FANNY 1	FANNY 61(M-1)	4900	176	4724	96.4
11	FANNY 100	FANNY 99H (M-1)	1812	54	1758	97.0
12	FANNY 100	FANNY 100H (M-1)	2762	91	2671	96.7
13	FANNY 20	FANNY 120H (M-1)	5098	235	4863	95.4
14	FANNY 40	FANNY 136 (M1)	4170	138	4032	96.7
15	FANNY 1	FANNY 145H (M1)	3312	89	3223	97.3

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## Yacimiento U Inferior

**Tabla 3.2 Pozos con Altos Corte de Agua BSW.**

N°	WELL PAD	POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
1	FANNY 20	FANNY 23 (U-INF)	1552	146	1406	90
1	FANNY 20	FANNY 31 (U-INF)	5356	123	5233	97.7
2	FANNY 100	FANNY 43 (U-INF)	1784	86	1698	95.2
3	FANNY DEEP	FANNY 71 (U-INF)	3882	144	3738	96.3
4	TARAPOA 2	FANNY 79 (U-INF)	3358	168	3190	95.0
5	TUCAN	FANNY 91 (U-INF)	718	24	694	96.7
6	FANNY 100	FANNY 96 (U-INF)	1958	20	1938	99.0
7	FANNY 100	FANNY 103 (U-INF)	2336	128	2208	94.5
8	FANNY 90	FANNY 109 (U INF)	2300	103	2197	95.5
9	FANNY 90	FANNY 127 (U INF)	1536	75	1461	95.1
10	FANNY 1	FANNY 143 (U-INF)	1712	67	1645	96.1

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### 3.2. Pozos con Cambios Abruptos de WOR.

La relación de la tasa de producción de agua respecto a la tasa de producción de petróleo se analizó mediante reportes de producción observados utilizando el software de Schlumberger OilField Manager “10.2” y Excel. Los pozos que muestran cambios bruscos de WOR se presentan en la siguiente tabla:

## Yacimiento M-1

**Tabla 3.3. Pozos con Cambios Abruptos de WOR.**

N°	WELL PAD	POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	WOR (%)
1	FANNY 18B2	FANNY 18B-2 (M-1)	3206	71	3135	97.8	46
2	FANNY 10	FANNY 10 (M-1)	6540	275	6265	95.8	24
3	FANNY 20	FANNY 20 (M-1)	2994	117	2877	96.1	27
4	FANNY 20	FANNY 21 (M-1)	2698	108	2590	96.0	25
5	FANNY 50	FANNY 28 (M-1)	2200	79	2121	96.4	30
6	FANNY 20	FANNY 46 (M-1)	3160	161	2999	94.9	20
7	FANNY 20	FANNY 57 (M-1)	3704	163	3541	95.6	23
8	FANNY 1	FANNY 61(M-1)	4900	176	4724	96.4	28
9	FANNY 100	FANNY 100H (M-1)	2762	91	2671	96.7	31
10	FANNY 20	FANNY 120H (M-1)	5098	235	4863	95.4	22
11	FANNY 40	FANNY 136 (M1)	4170	138	4032	96.7	30
12	FANNY 1	FANNY 145H (M1)	3312	89	3223	97.3	37

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.



## Yacimiento U-Inferior

**Tabla 3.4. Pozos con Cambios Abruptos de WOR.**

N°	WELL PAD	POZO	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)	WOR (%)
1	FANNY 20	FANNY 31 (U-INF)	5356	123	5233	97.7	44
2	FANNY 100	FANNY 43 (U-INF)	1784	86	1698	95.2	20
3	FANNY DEEP	FANNY 71 (U-INF)	3882	144	3738	96.3	26
4	FANNY 100	FANNY 103 (U-INF)	2336	128	2208	94.5	17
5	FANNY 90	FANNY 109 (U INF)	2300	103	2197	95.5	23
6	FANNY 90	FANNY 127 (U INF)	1536	75	1461	95.1	31

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### 3.3. Pozos Cercanos a la Falla Fanny - Dorine.

El objetivo de esta selección es entender si el incremento de agua se debe al fracturamiento de agua procedente de los pozos inyectores que se encuentran ubicados al otro lado de la falla, ya que se ha comprobado mediante pruebas de presión que es una falla no sellante y existe comunicación hidráulica entre los pozos Fanny – Isabel en el yacimiento M-1.<sup>[22]</sup>

**Tabla 3.5. Pozos Cercanos a la Falla Fanny-Dorine.**

N°	WELL PAD	POZO-ARENA
1	FANNY 1	FANNY ( 40 M-1)
2	FANNY 1	FANNY ( 41 M-1)
4	FANNY 60	FANNY 65 (M-1)
5	FANNY 60	FANNY 117H (M-1)
6	FANNY 60	FANNY 64 (M-1)
7	FANNY 60	FANNY 116 (M-1)
8	FANNY 60	FANNY 86 (M-1)
9	FANNY 60	FANNY 118H (M-1)
10	FANNY 60	FANNY 89H (M-1)
11	FANNY 60	FANNY 67 (M-1)

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

---

<sup>22</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Fanny Octubre 2005, Página 32.

Para selección de los pozos cercanos a la falla no sellante Fanny-Dorine se empleará el mapa de ubicación de los pozos. Ver gráfico 2.2 del Capítulo II.

### 3.4. Pozos Cercanos a los Pozos Inyectores.

La elección de los pozos cercanos a los pozos inyectores nos permite conocer si el aumento en la producción de agua se debe a la canalización de esta procedente de los pozos inyectores que se encuentran ubicados dentro del campo Fanny el cual se visualizó con un mapa de ubicación de los pozos en el campo. Ver gráfico 2.2 del Capítulo II.

**Tabla 3.6. Pozos Cercanos a los Pozos Inyectores.**

WELL PAD	POZO-INYECTORES	POZOS ARENA
FANNY 1	FANNY ( 40 M-1)	FANNY ( 18 B-3 M-1)
		FANNY ( 18 B-5 M-1)
		FANNY ( 18 B-54 M-1)
	FANNY ( 41 M-1)	FANNY 1 ( M-1)
		FANNY ( 18 B-3 M-1)
		FANNY ( 18 B-17 M-1)
		FANNY ( 18 B-65 M-1)
		FANNY ( 18 B-66 M-1)
	FANNY ( 18 B-82 M-1)	FANNY 1 ( M-1)
		FANNY ( 18 B-3 M-1)
		FANNY ( 18 B-5 M-1)
		FANNY ( 18 B-82 M-1)
		FANNY ( 18 B-82 M-1)
FANNY DEEP	FANNY ( 18 B-8 RE M-1)	FANNY 18B-2 (M-1)
		FANNY 18 H (M-1)
		FANNY 18B-63(M-1)
		FANNY 18B-10(M-1)
	FANNY ( 18 B-14 M-1)	FANNY 18B-16 (M-1)
		FANNY 18B-53 (M-1)
		FANNY 18B-53 ST (M-1)
		FANNY 18B-124(M-1)
ISABEL	ISABEL 1-2-3-4 (M-1)	FANNY 118H (M-1)
		FANNY 89H (M-1)
		FANNY 67 (M-1)

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### 3.5 Otras consideraciones

**3.5.1. Producción pronta de agua:** Es determinar la causa temprana de alta producción de agua en tiempos reducidos. Ver gráficos **3.1** a **3.16**.

**3.5.2. Incremento gradual del WOR:** El análisis del incremento escalonado del WOR hasta llegar a valores irreductibles de agua. Ver gráficos **3.1** a **3.16**.

**3.5.3. Producción de fluido:** La práctica indica que para tratamientos tradicionales de control de agua se debe elegir los pozos que ofertan un mínimo de 150 BFPD de la producción total antes de seleccionar un pozo y aplicarse un tratamiento.<sup>[23]</sup>

**3.5.4. Tipo de bomba y frecuencia:** Se requiere determinar si los cambios de bombas y/o frecuencias influyen en el incremento del agua. Los resultados se presentan en el análisis de las curvas de producción de los pozos seleccionados.

### 3.6. Identificación de las Causas del Incremento del Agua.

La parte fundamental para el control de agua son los diagnósticos por lo que se realiza los siguientes gráficos:

- Recovery Plot (Diagrama de recuperación)
- Production history plot (Diagrama del historial de producción)
- Decline curve analysis (Análisis de curvas de declinación)
- Log-Log WOR vs tiempo
- Scattered plot (Diagramas de dispersion)
- Curvas tipo “Chan”
- Production logs (Registros de producción)

---

<sup>23</sup> Gino Di Lullo, Phil Rae, James Curtis; New Insights into Water Control Part II, SPE 79012

Esto con el fin de identificar los mejores pozos candidatos para el control de agua, y determinar el origen del problema para elegir el método de control más adecuado.

### 3.7. Datos y Características de los Pozos Seleccionados.

En las siguientes tablas se expone los pozos críticos con altos cortes de agua:

**Tabla 3.7. Datos y Características de los Pozos Seleccionados.**

POZO – YACIMIENTO	PROPIEDAD-VARIABLE	VALOR - DATO
<b>FANNY 18B-2 M-1</b>	Porosidad	24 (%)
	Perforaciones	7714 – 7726 ft (MD) (12ft)
	Permeabilidad estimada	160 mD
	Salinidad	15593 ppm NaCl
	Gravedad API	20.5
	GOR	113 pcd / bbl
	BSW [%]	97.8 (%)
<b>FANNY 18B-10 M-1</b>	Porosidad	28 (%)
	Perforaciones	8164 - 8189 ft (MD) (25ft)
	Permeabilidad estimada	2245 mD
	Salinidad	15015 ppm NaCl
	Gravedad API	22.3
	GOR	135 pcd / bbl
	BSW [%]	95.8 (%)
<b>FANNY 18B-20 M-1</b>	Porosidad	26 (%)
	Perforaciones	7705 – 7726 ft (MD) (21ft)
	Permeabilidad estimada	1100 mD
	Salinidad	14933 ppm NaCl
	Gravedad API	20.7
	GOR	145 pcd / bbl
	BSW [%]	96.1 (%)
<b>FANNY 18B-21 M-1</b>	Porosidad	28 (%)
	Perforaciones	8720 – 8732 ft (MD) (12ft)
	BJ GPS II GRAVEL PACKER FISH	8616 ft
	Permeabilidad estimada	8706 – 8710 ft (MD) (4ft)
	Salinidad	1221 mD
	Gravedad API	14850 ppm NaCl
	GOR	22.6
	BSW [%]	120 pcd / bbl
		96 (%)
<b>FANNY 18B-28 M-1</b>	Porosidad	27 (%)
	Perforaciones	8155 – 8165 ft (MD) (10ft)
	Permeabilidad estimada	3300 mD
	Salinidad	13612 ppm NaCl
	Gravedad API	22.7
	GOR	228 pcd / bbl
	BSW [%]	96.4 (%)

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

POZO – YACIMIENTO	PROPIEDAD-VARIABLE	VALOR - DATO
<b>FANNY 18B-46 M-1</b>	Porosidad Perforaciones Salinidad Gravedad API GOR BSW [%]	22 (%) 8660 – 8672 ft (MD) (12ft) 15510 ppm NaCl 20.7 137 pcd / bbl 94.9 (%)
<b>FANNY 18B-57 M-1</b>	Porosidad Perforaciones BJ GPS II GRAVEL PACKER Salinidad Gravedad API GOR BSW [%]	27 (%) 9745 – 9780 ft (MD) (35ft) 9959. 62ft 17903 ppm NaCl 20.9 - 13 104 pcd / bbl 95.6 (%)
<b>FANNY 18B-61 M-1</b>	Porosidad Perforaciones BJ GPS II GRAVEL PACKER Salinidad Gravedad API GOR BSW [%]	21 (%) 8035 – 8050 ft (MD) (15ft) 9959. 62ft 14108 ppm NaCl 21.7 148 pcd / bbl 96.4 (%)
<b>FANNY 18B-66 M-1</b>	Porosidad Perforaciones Salinidad Gravedad API GOR BSW [%]	22 (%) 9451 – 9461 ft (MD) (10ft) 14108 ppm NaCl 21.7 148 pcd / bbl 90.6 (%)
<b>FANNY 18B-100 H M-1</b>	Porosidad Hell point End point Total interval Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR BSW [%]	20 (%) 9404 ft (MD) 10400 ft (MD) 996 ft 3500 mD 16912 ppm NaCl 13.1 183 pcd / bbl 9 (%)
<b>FANNY 18B-120 H M-1</b>	Porosidad Zona neta de pago Hell point End point Total interval Permeabilidad estimada Salinidad Gravedad API GOR	26 (%) 60 ft 9500 ft (MD) / 7706 ft (TVD) 10450 ft (MD) / 7702 ft (TVD) 950 ft 3500 mD 33000 ppm NaCl 22.1 183 pcd / bbl

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## Yacimiento U - Inferior.

**Tabla 3.8. Datos y Características de los Pozos Seleccionados.**

POZO – YACIMIENTO	PROPIEDAD-VARIABLE	VALOR- DATO
<b>FANNY 18B-23 U Inferior</b>	Porosidad	20 (%)
	Perforaciones	9451 – 9461ft (MD) (10ft)
	Permament Plug	8400 ft
	Permeabilidad estimada	520 mD
	Salinidad	N/A
	Gravedad API	20.9
	GOR	130 pcd / bbl
	BSW [%]	97.7 (%)
<b>FANNY 18B-31 U Inferior</b>	Porosidad	23.4 (%)
	Perforaciones	8776 – 8791ft (MD) (15ft)
	Permament Plug	8400 ft
	Permeabilidad estimada	4630 mD
	Salinidad	11024 ppm NaCl
	Gravedad API	18.4
	GOR	130 pcd / bbl
	BSW [%]	97.7 (%)
<b>FANNY 18B-71 U Inferior</b>	Porosidad	22.1 (%)
	Zona neta de pago	51.7 ft
	Perforaciones	10858 – 10877 ft (MD) (19 ft)
	Permeabilidad estimada	560 mD
	Salinidad	10189 ppm NaCl
	Gravedad API	18.7
	GOR	111 pcd / bbl
	BSW [%]	96.3 (%)
<b>FANNY 18B-109 U Inferior</b>	Porosidad	17 (%)
	Zona neta de pago	35 ft
	Perforaciones	10138 – 10168 ft (MD) (30ft)
	Permeabilidad estimada	525 mD
	Salinidad	9124 ppm NaCl
	Gravedad API	21.5
	GOR	136 pcd / bbl
	BSW [%]	95.5 (%)

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### **3.8. Historiales de producción.**

Los gráficos **3.1.** al **3.16.** , detallan los historiales de tasas de producción de petróleo, agua, fluido total, WOR (relación agua-petróleo), Hz (frecuencia) y BS&W en función del tiempo.

Esta información es la base que nos permite identificar las posibles causas que originan la producción de agua en los pozos, aplicando herramientas tales como: curvas de declinación, gráficos de históricos producción, RAP vs producción acumulada, curvas de chan RAP - RAP' vs tiempo, registros eléctricos y de cementación realizados en estos pozos.

### **3.9. Historial de Completaciones y Reacondicionamientos.**

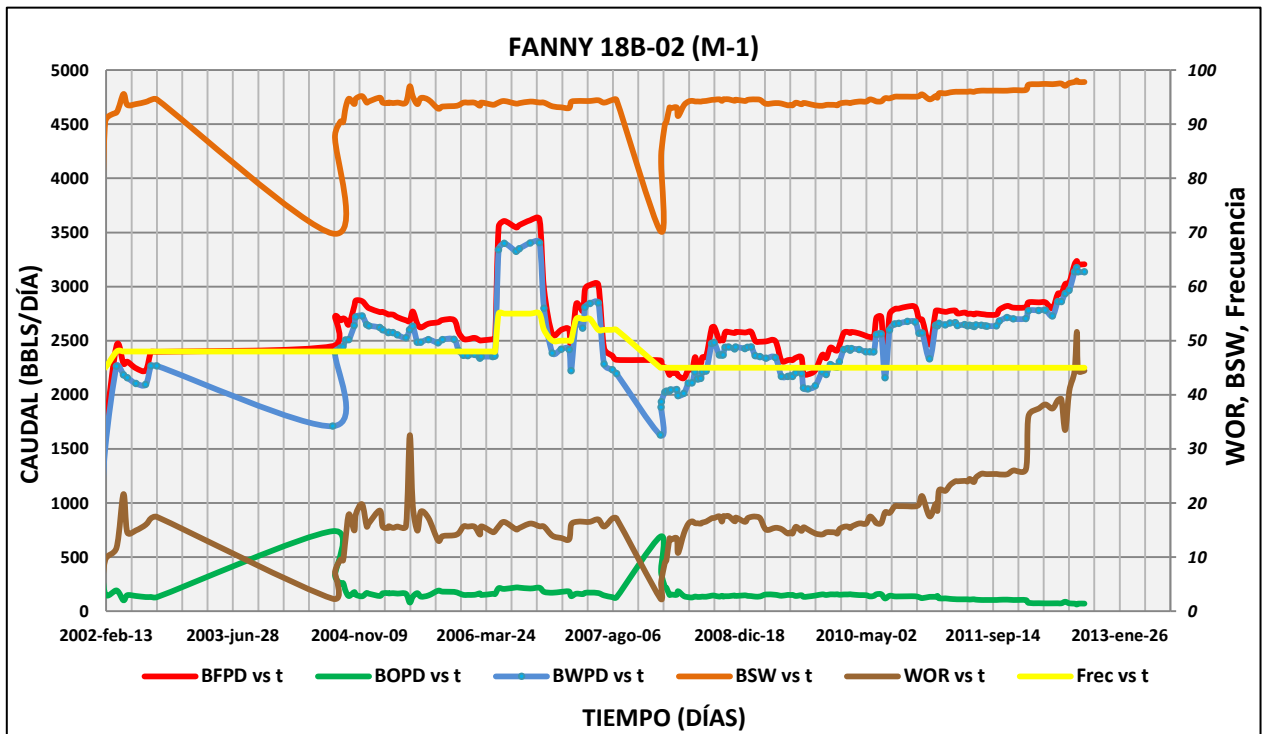
Es importante conocer como fue completado el pozo al inicio de su vida productiva para entender su comportamiento inicial de producción de fluidos (Pruebas Iniciales) y sus resultados obtenidos.

Posteriormente conocer los diferentes tipos de trabajos de reacondicionamiento, realizados en los pozos, permite entender los periodos de productividad de fluidos en los que se observan cambios repentinos de las tasas de producción, debido a trabajos de limpieza, mantenimiento equipos de subsuelo, falla de operación de bomba y/o motor y problemas de energía que abastecen a los equipos de superficie y subsuelo de los pozos.

El entender el cambio en la tasa de producción de los pozos debido a los eventos mencionados, permiten obtener un mejor análisis en el diagnóstico y posibles propuestas de tratamiento efectivos a realizar en los pozos a nivel del yacimiento.

Los historiales de completación y reacondicionamiento de los pozos del Campo Fanny para el yacimiento Napo M-1 y Napo U- Inferior se detallan a continuación en la Tabla 3.9, cuya información fue tomada del departamento de Exploración y Desarrollo de Andes Petroleum Ecuador Limited.

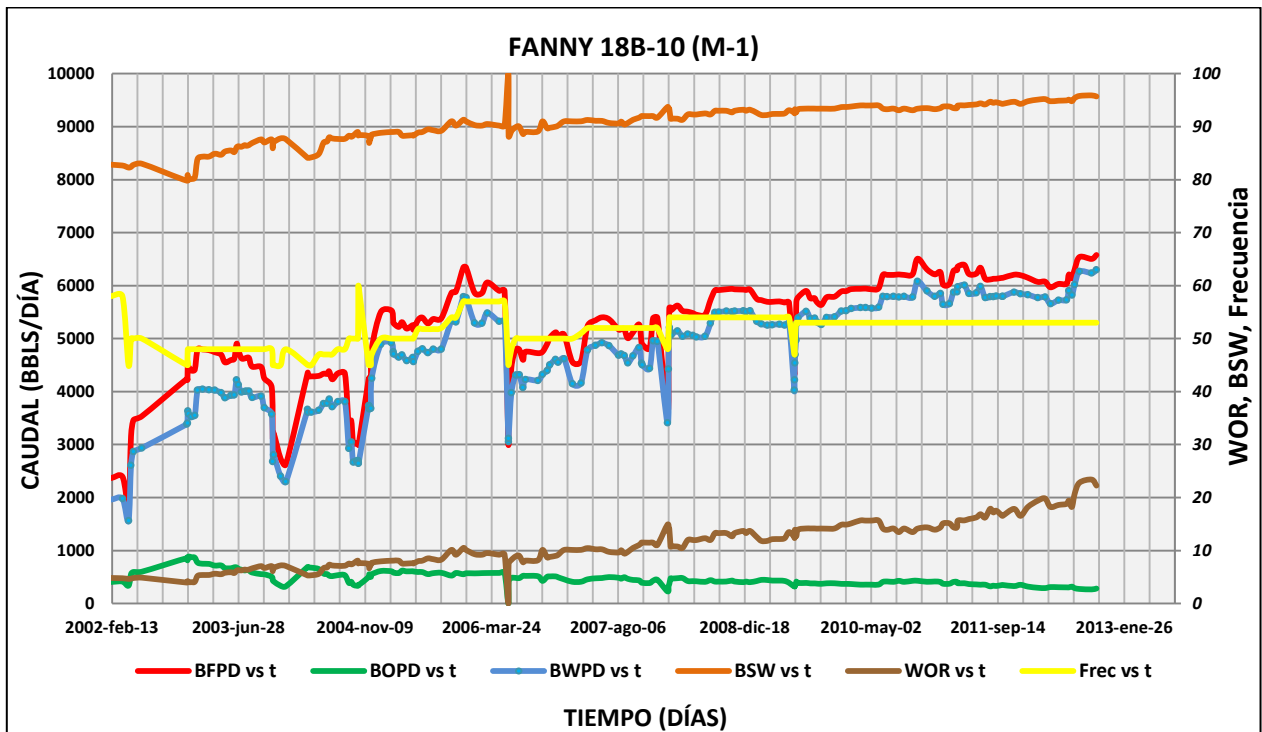
**Gráfico 3.1.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-02 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Gráfico 3.2.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-10 (M-1).

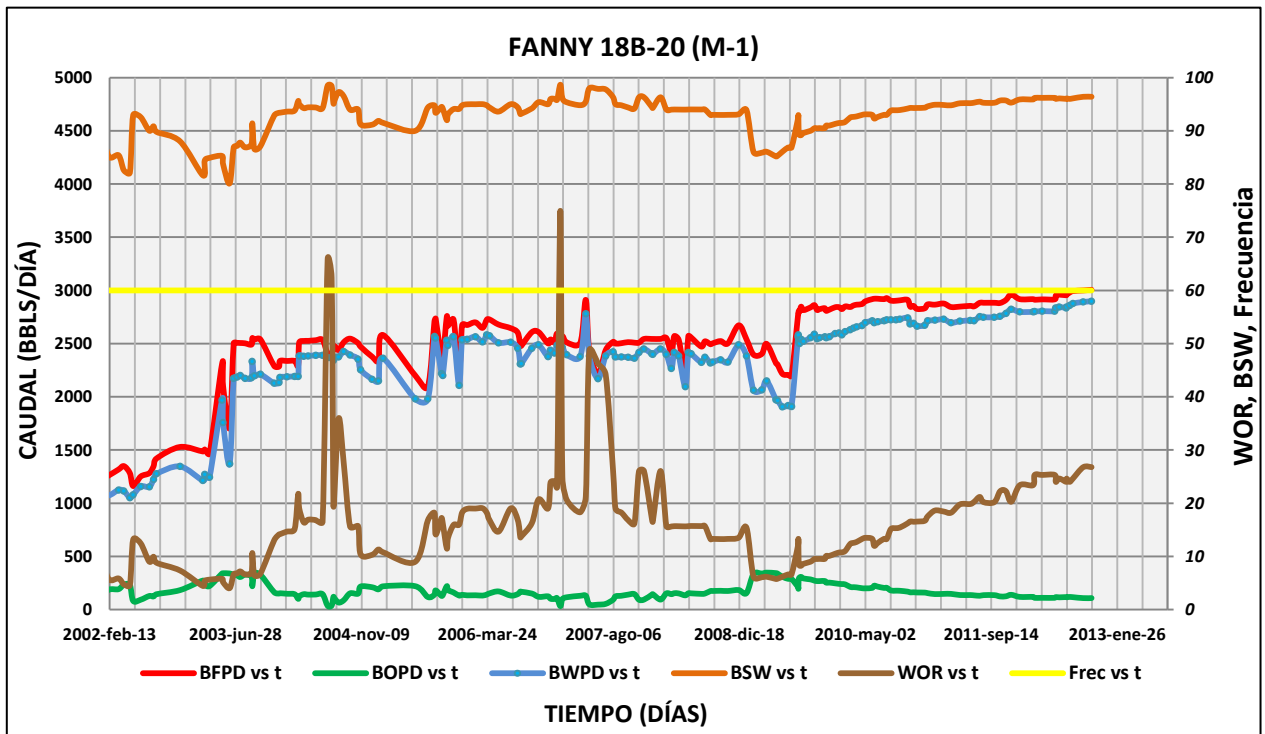


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.



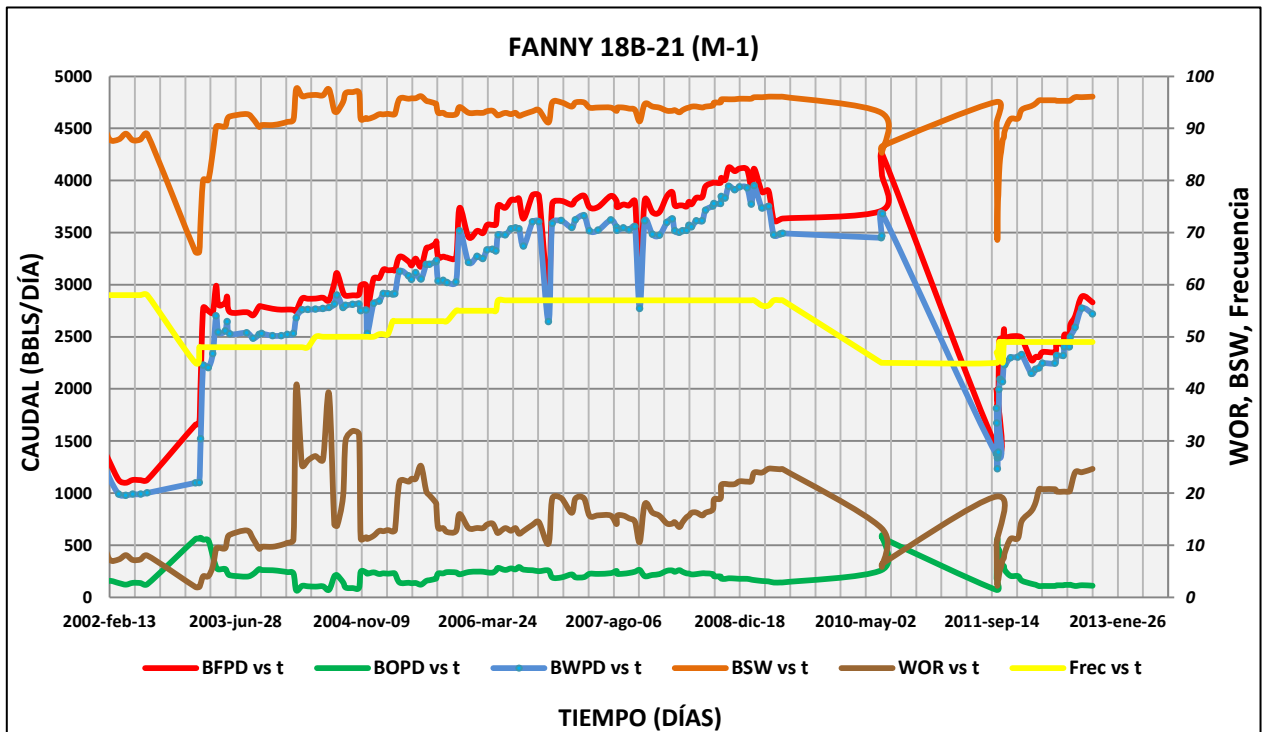
**Gráfico 3.3.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-20 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

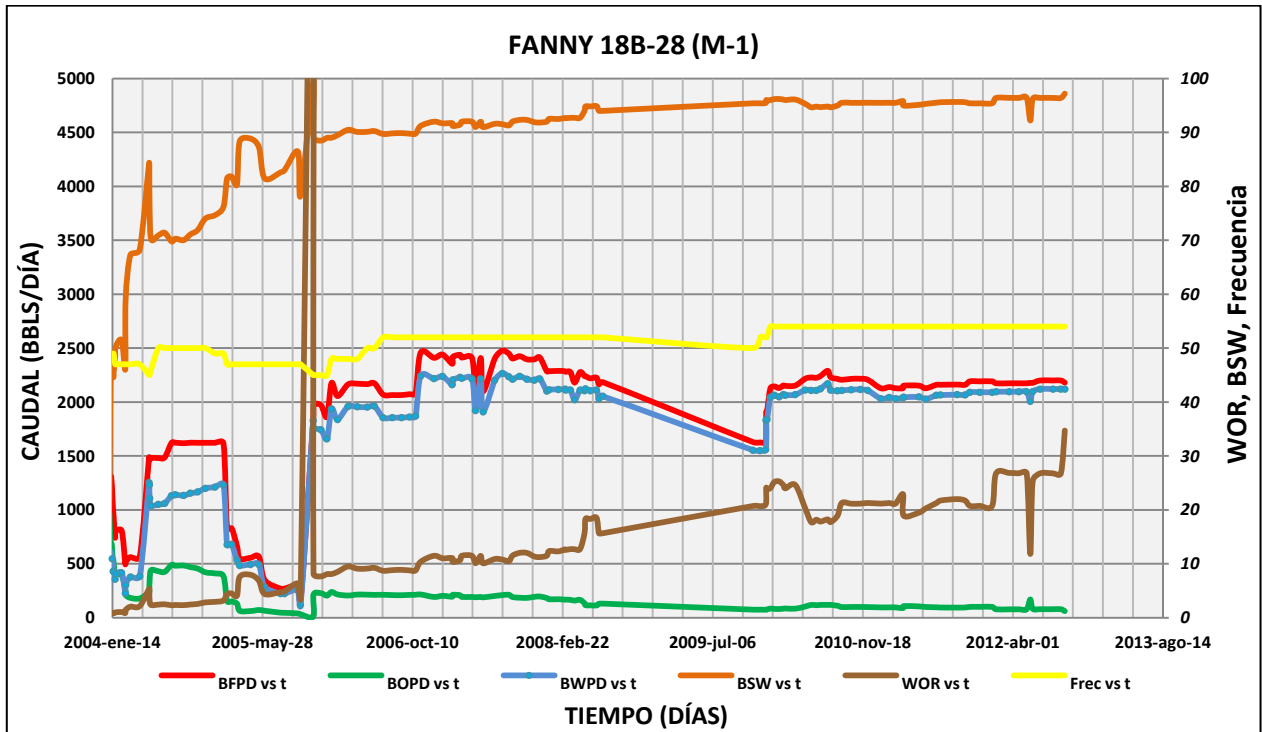
**Gráfico 3.4.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-21 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

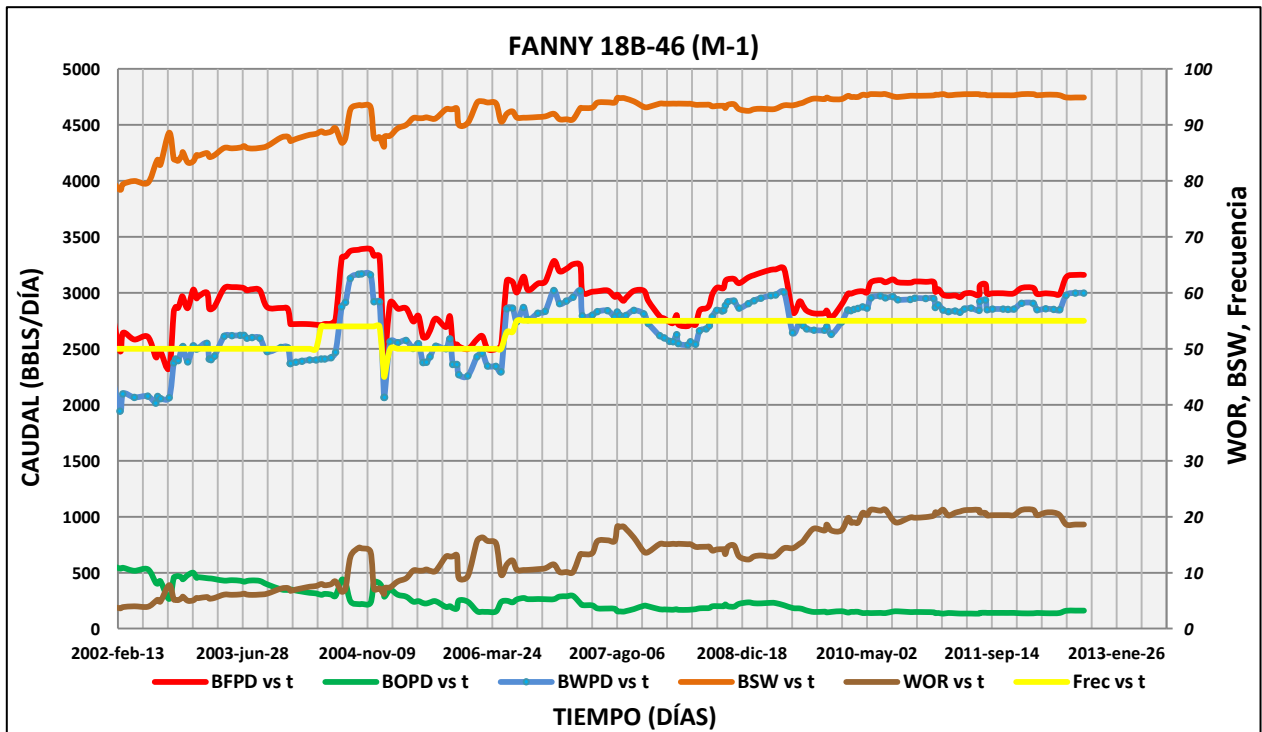
**Gráfico 3.5.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-28 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

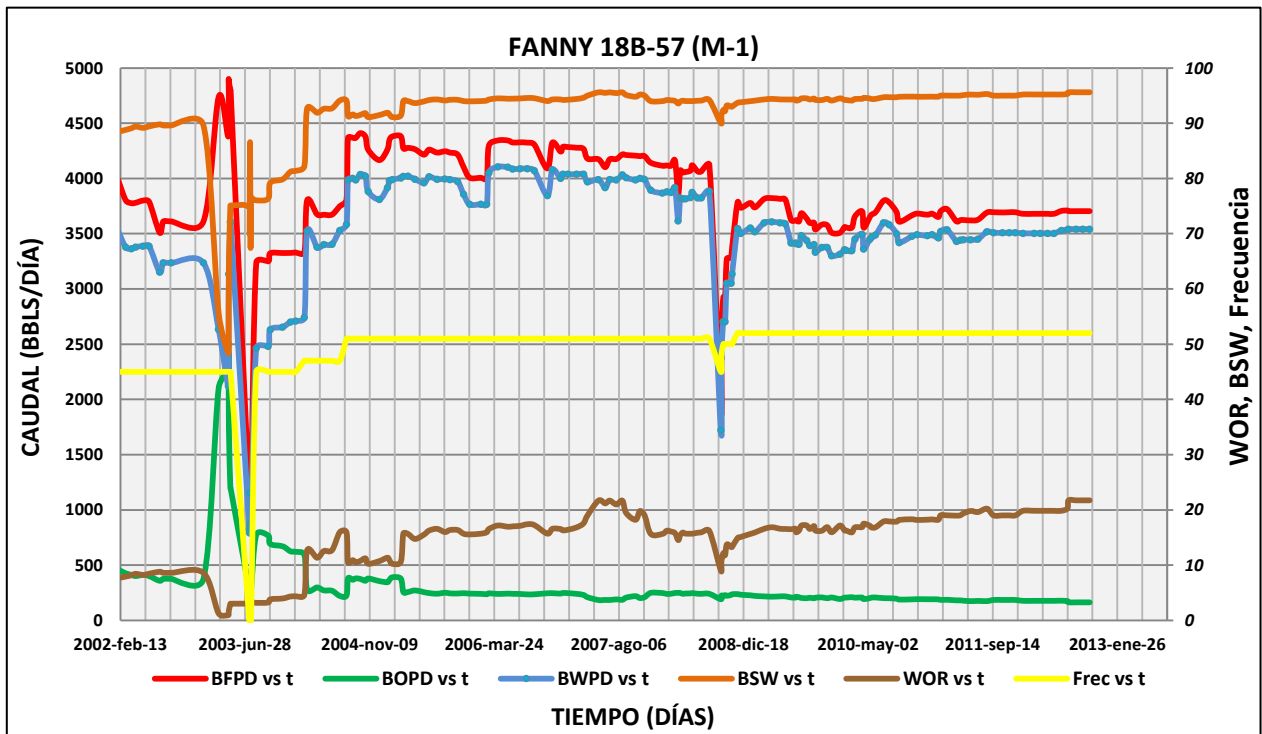
**Gráfico 3.6.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-46 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

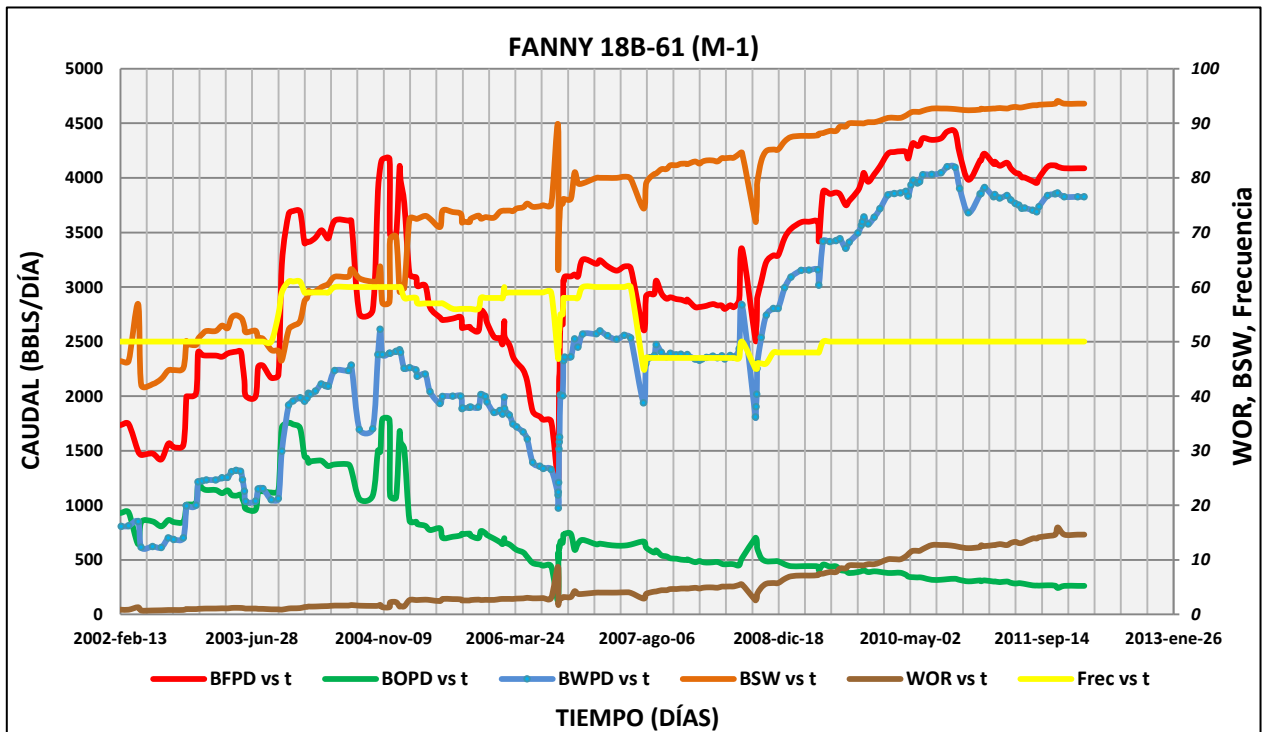
**Gráfico 3.7.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-57 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

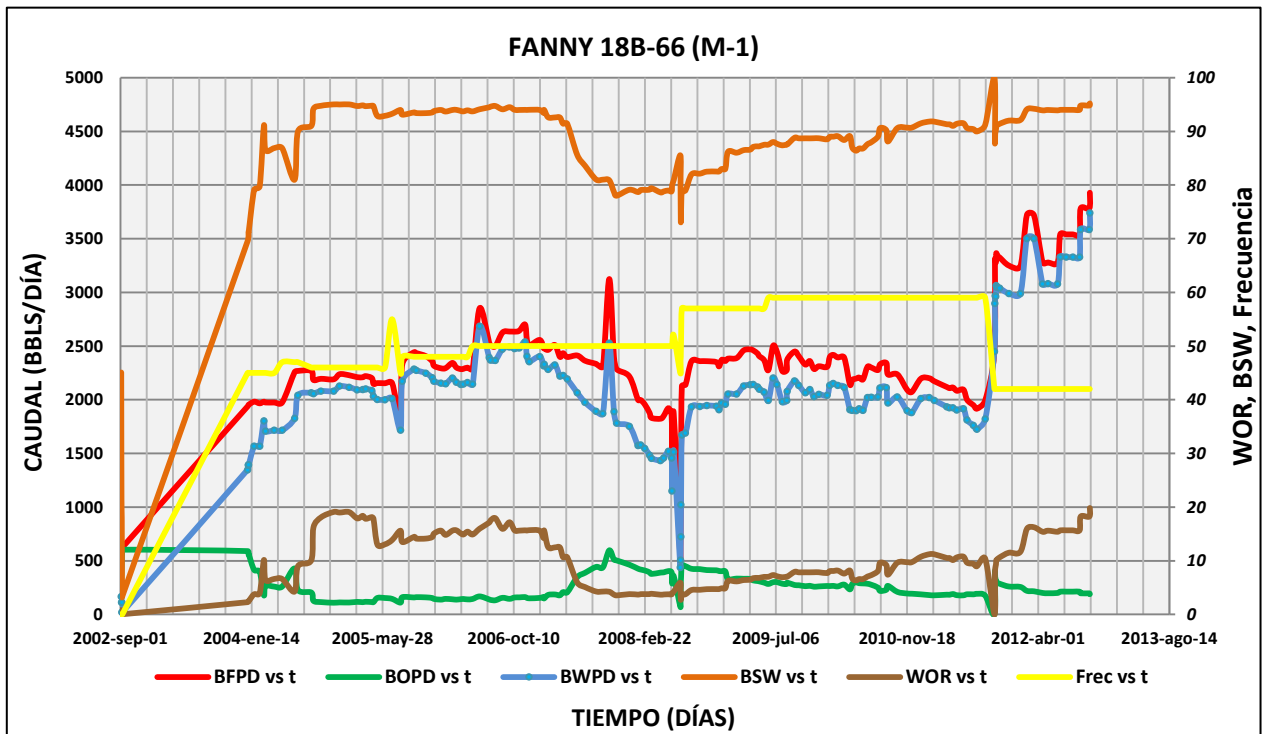
**Gráfico 3.8.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-61 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

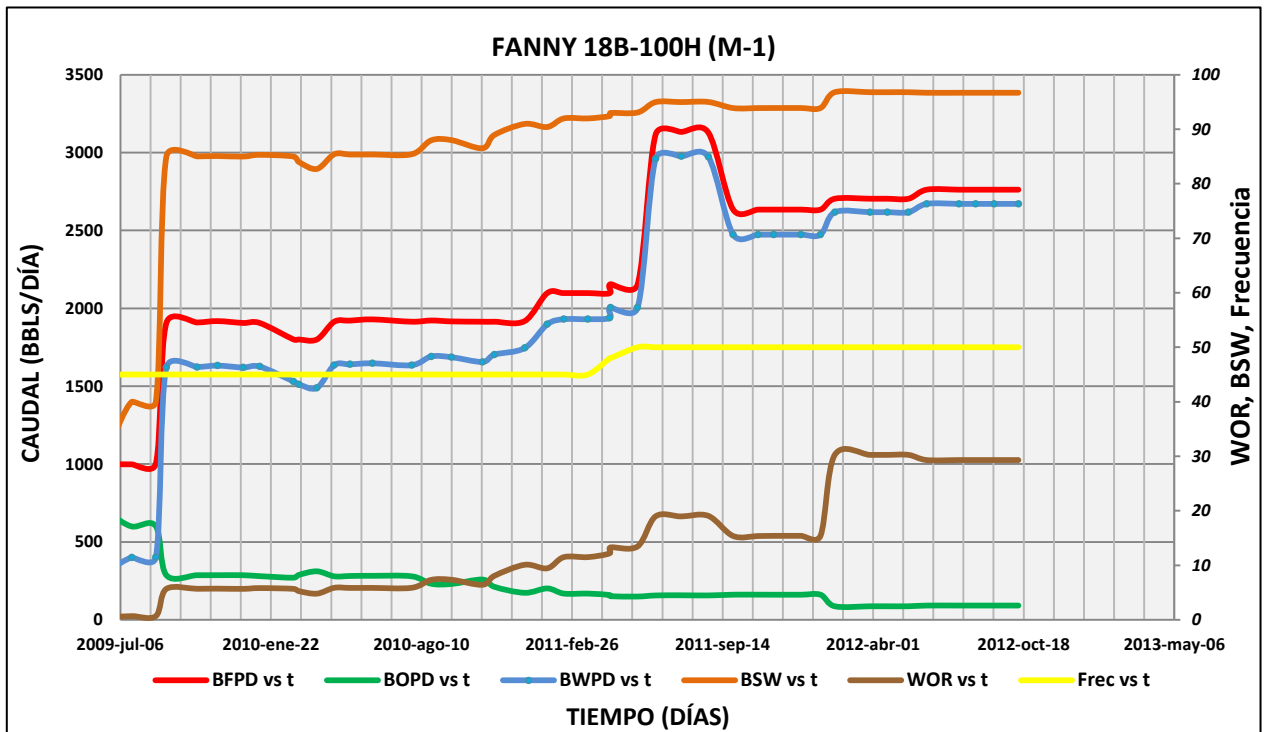
**Gráfico 3.9.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-66 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

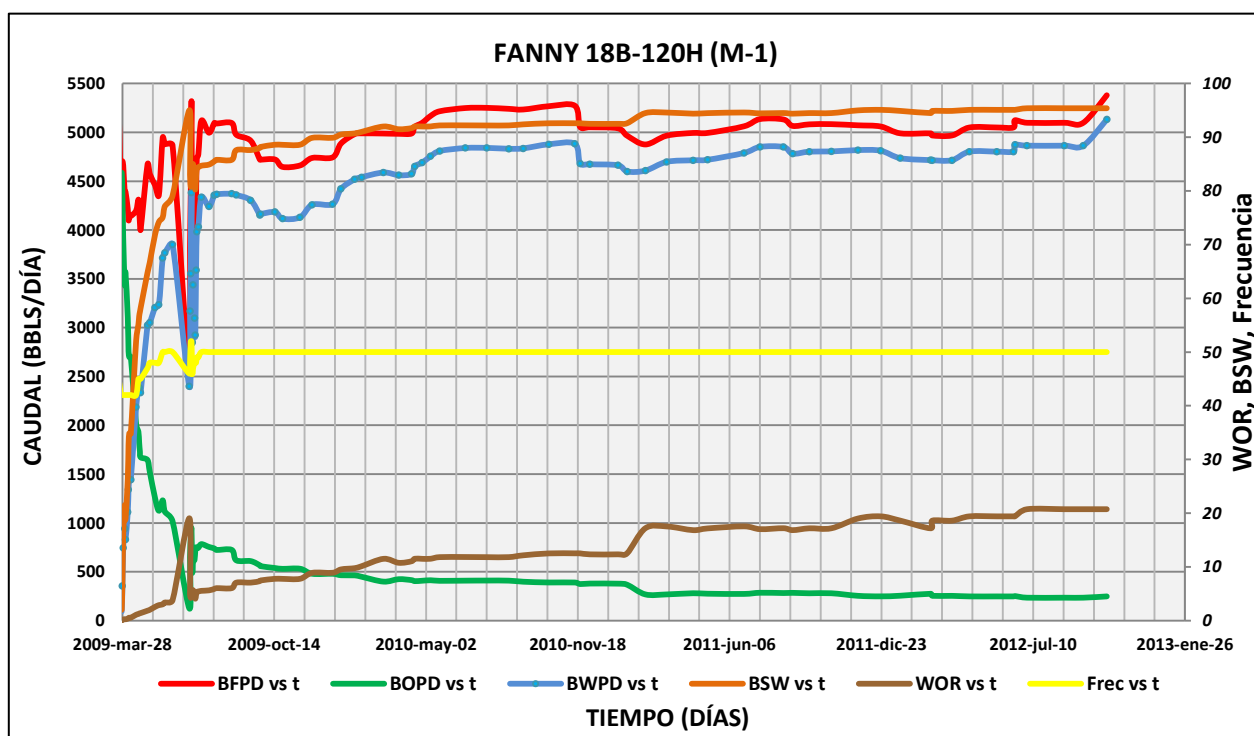
**Gráfico 3.10.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-100H (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

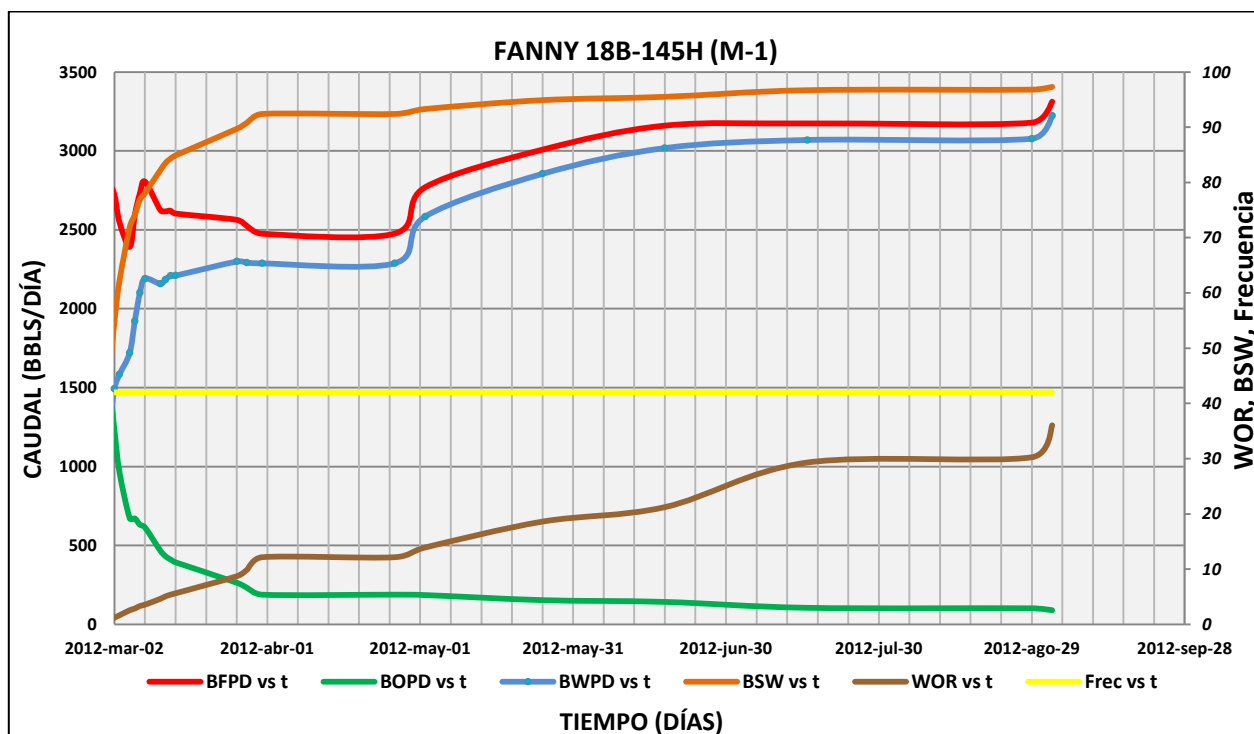
**Gráfico 3.11.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-120H (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

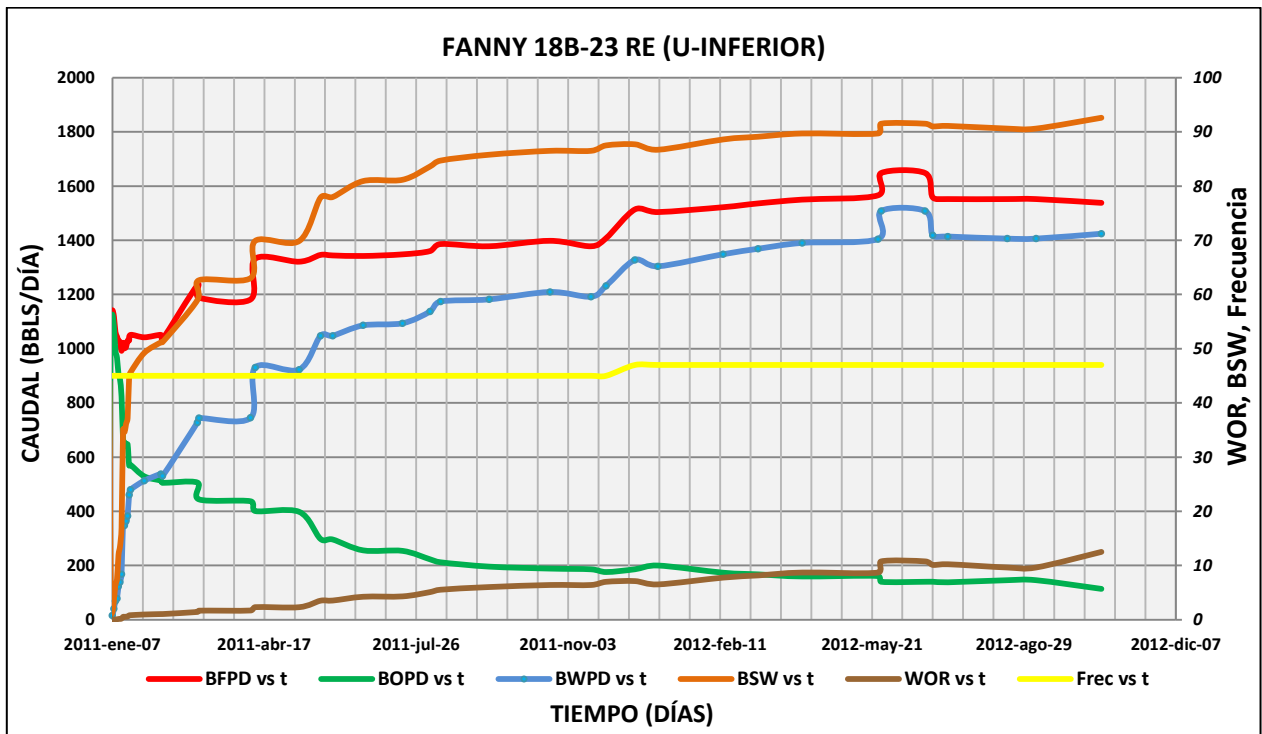
**Gráfico 3.12.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-145H (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

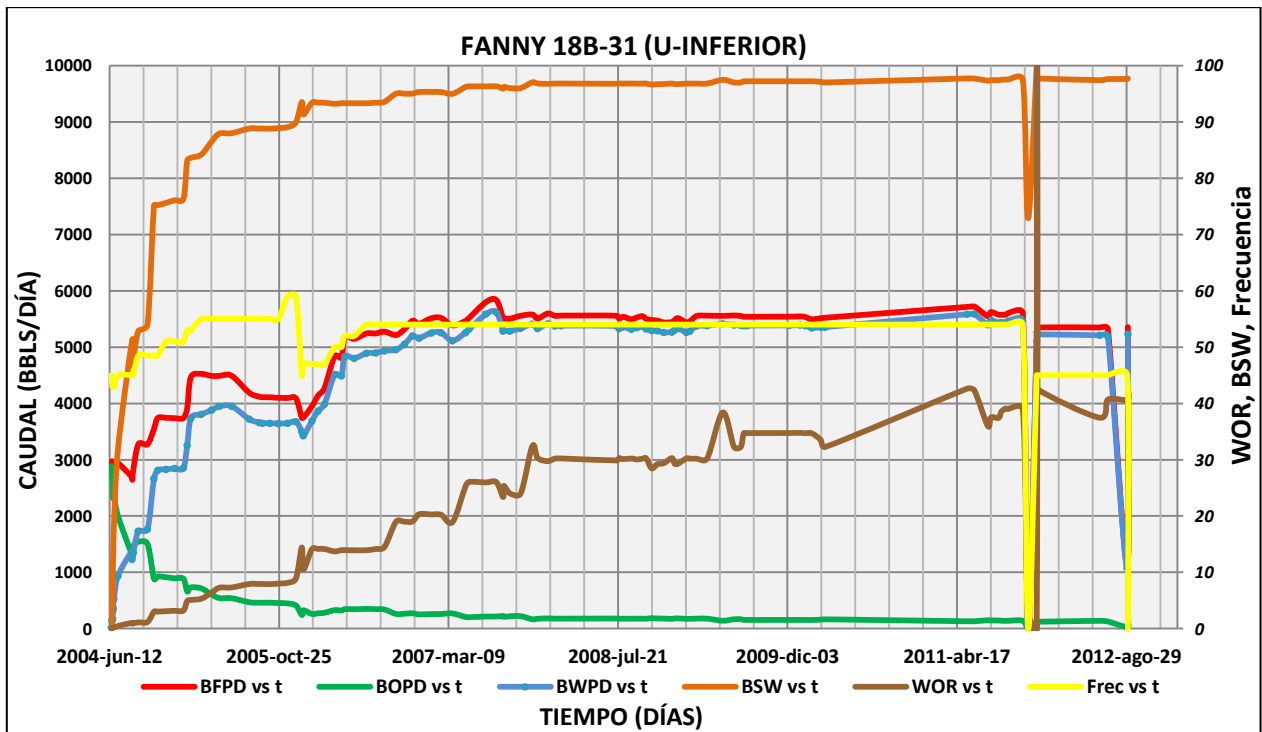
**Gráfico 3.13.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-23 RE (U Inferior).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

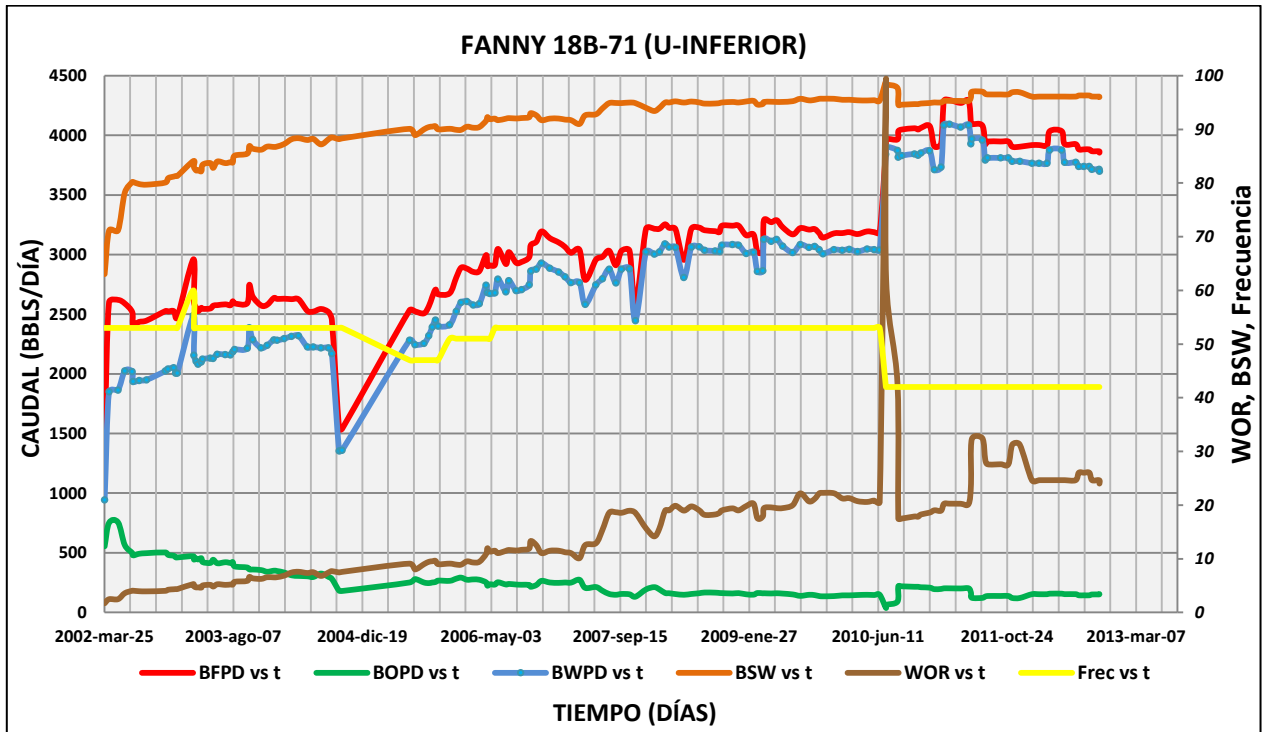
**Gráfico 3.14.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-31 (U Inferior).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

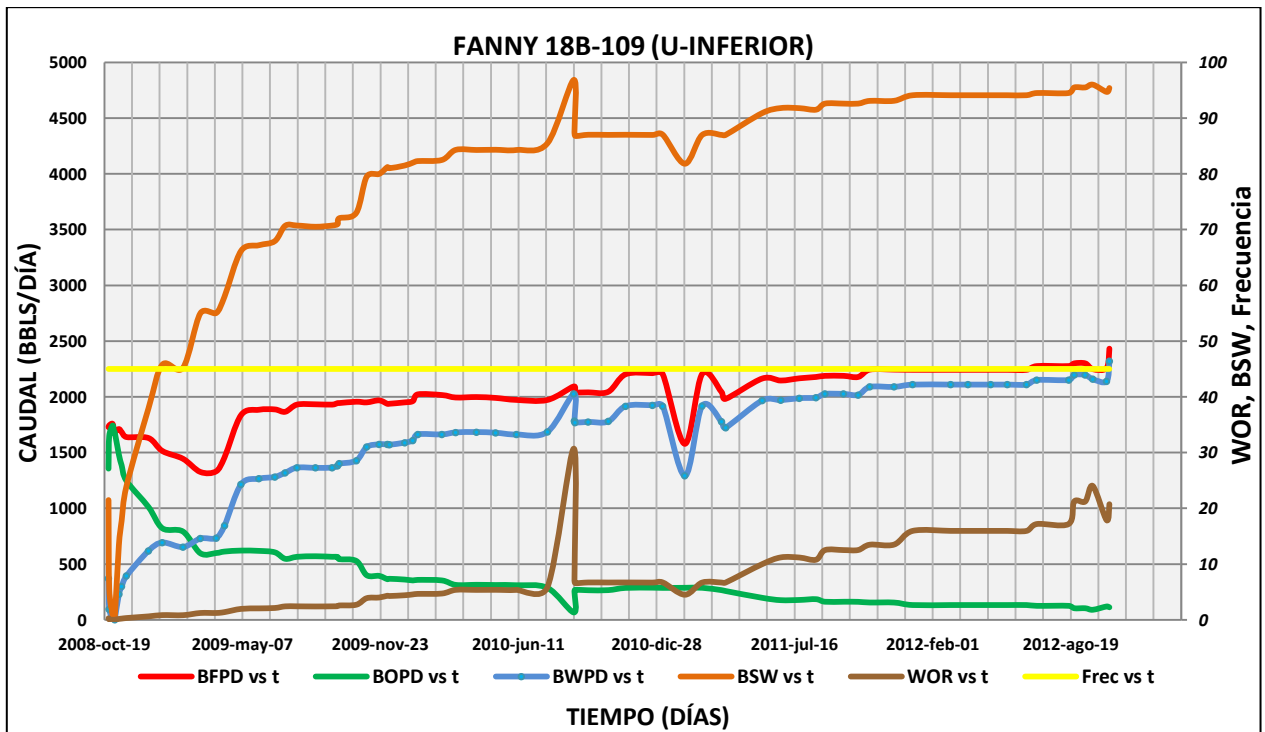
**Gráfico 3.15.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-71 (U Inferior.)



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 3.16.** Historial de Producción del pozo Fanny 18B-109 (U Inferior).



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### 3.9. Historiales de Completación y Reacondicionamiento Arena M - 1.

POZO	No.	Fecha	Objetivo
<b>Fanny 18B-2</b>  <b>M-1</b>	IC	Ago-77	Evaluar arena M-1 con bomba jet
	WO#1	Jul-79	Cambiar ensamble de bombeo hidráulico
	WO#2	Nov-91	Cambiar cavidad de bombeo hidráulico
	WO#3	Jun-94	Cambiar cavidad de bombeo hidráulico
	WO#4	Nov-01	Cambiar de método de levantamiento de Bombeo Hidráulico a BES GN-4000/178 etapas/550 Hp
	WO#5	Feb-08	Cambiar BES. Bajar Centrilift P-37 / 141 SSD STAGES / 304 HP
<b>Fanny 18B-10</b>  <b>M-1</b>	IC	Abr-97	Evaluar la arena M-1 con BES GN-4000
	WO#1	Sep-98	Cambiar BES. Bajar REDA GN 4000 / 130 etapas / 160 HP
	WO#2	Oct-99	Cambiar BES. Bajar REDA GN 4000 / 130 etapas / 220 HP
	WO#3	Abr-02	Cambiar BES. Bajar REDA GN 5600 / 180 etapas / 450 HP
	WO#4	Dic-02	Cambiar BES. Bajar Centrilift GC 6100 / 178 etapas / 608 HP
	WO#5	Mar-04	Cambiar BES. Bajar Centrilift GC 6100 / 178 etapas / 608 HP
	WO#6	Nov-04	Cambiar BES. Bajar Centrilift GC 6100 / 178 etapas / 608 HP
	WO#7	May-06	Cambiar BES. Bajar Centrilift P-62 / 142 SSD etapas / 532 HP
	WO#8	Feb-08	Cambiar BES. Bajar ESP Centurion P-62 / 141 SSD stages / 550 HP
	WO#9	Jun-09	Sacar equipo. Limpiar el pozo. Completar P-62 / 141 etapas / 550 HP en tubería 3-1/2".
<b>Fanny 18B-20</b>  <b>M-1</b>	IC	Mar-98	Evaluar la arena M-1 con BES GN-4000
	WO#1	Sep-00	Cambiar BES. Bajar BES DN-1750/226 etapas/220HP
	WO#2	May-03	Cambiar BES. Bajar BES GC-2200/157 etapas/266HP
	WO#3	Jun-05	Cambiar BES. Bajar BES GC-2200/157 etapas/220HP
	WO#4	Aug-09	Sacar equipo. Limpiar el pozo. Completar el pozo P-23 / 136 etapas / 380 HP, en tubería de 3-1/2".
<b>Fanny 18B-21</b>  <b>M-1</b>	IC	Abr-98	Evaluar la arena M-1 con BES GN-4000/124 etapas / 200 Hp
	WO#1	Mar-99	Cambiar BES. Bajar BES GN-4000/124 etapas/200HP
	WO#2	Abr-99	Cambiar BES. Realzar Gravel Pack. Bajar BES GN-4000/124 etapas/200HP
	WO#3	Jun-99	Cambiar BES. Bajar BES GC-4100/117 etapas/304HP
	WO#4	Ene-03	Cambiar BES. Realizar limpieza de Gravel Pack usando coiled tubing. Bajar BES GC-4100/136 etapas/304HP
	WO#5	Jul-09	Sacar BES. Limpia hasta tocar arena @ 8,500.66' MD (PBTD @ 8607' MD). Existen 106.34' de arena. Trata de limpiar sin éxito. Baja tubería de matado.
	WO#6	3-Jul-10	Sacar BES. Limpia hasta tocar arena @ 8847' MD. Limpian con Bha limpieza y luego Coiled Tubing @ 8735' MD. Baja BES P47 / 145 etapas / 608 HP en tubería 3-1/2"
	WO#7	3-Oct-11	Recuperar ESP: P-47 / 145 etapas / 608 HP. Limpian Gravel Pack con HCL + CTU. Bajan ESP: P-62/ 112 etapas/ 380 HP
<b>Fanny 18B-28</b>  <b>M-1</b>	IC	Oct-03	Evaluar la arena M-1 con BES GC-2900/178 etapas / 304 HP. Completar con gravel pack
	WO#1	May-04	Cambiar BES. Realizar limpieza del ensamble de gravel pack usando coiled tubing. Bajar BES GC-2900/224 etapas/304HP
	WO#2	Nov-05	Sacar BES + Sacar Gravel Pack + Realizar Squeeze + Re-disparar: 8,155' - 8,165' MD+ Bajar ESP P-21 SSD / 131 stages / 228 HP
	WO#3	Nov-08	Operaciones suspendidas por falta de capacidad de pulling unit
	Add 1 to WO # 3	Nov-09	Sacar equipo. Limpiar el pozo. Completar ESP P-23 / 63 etapas / 152 HP, en tubería de 3-1/2".

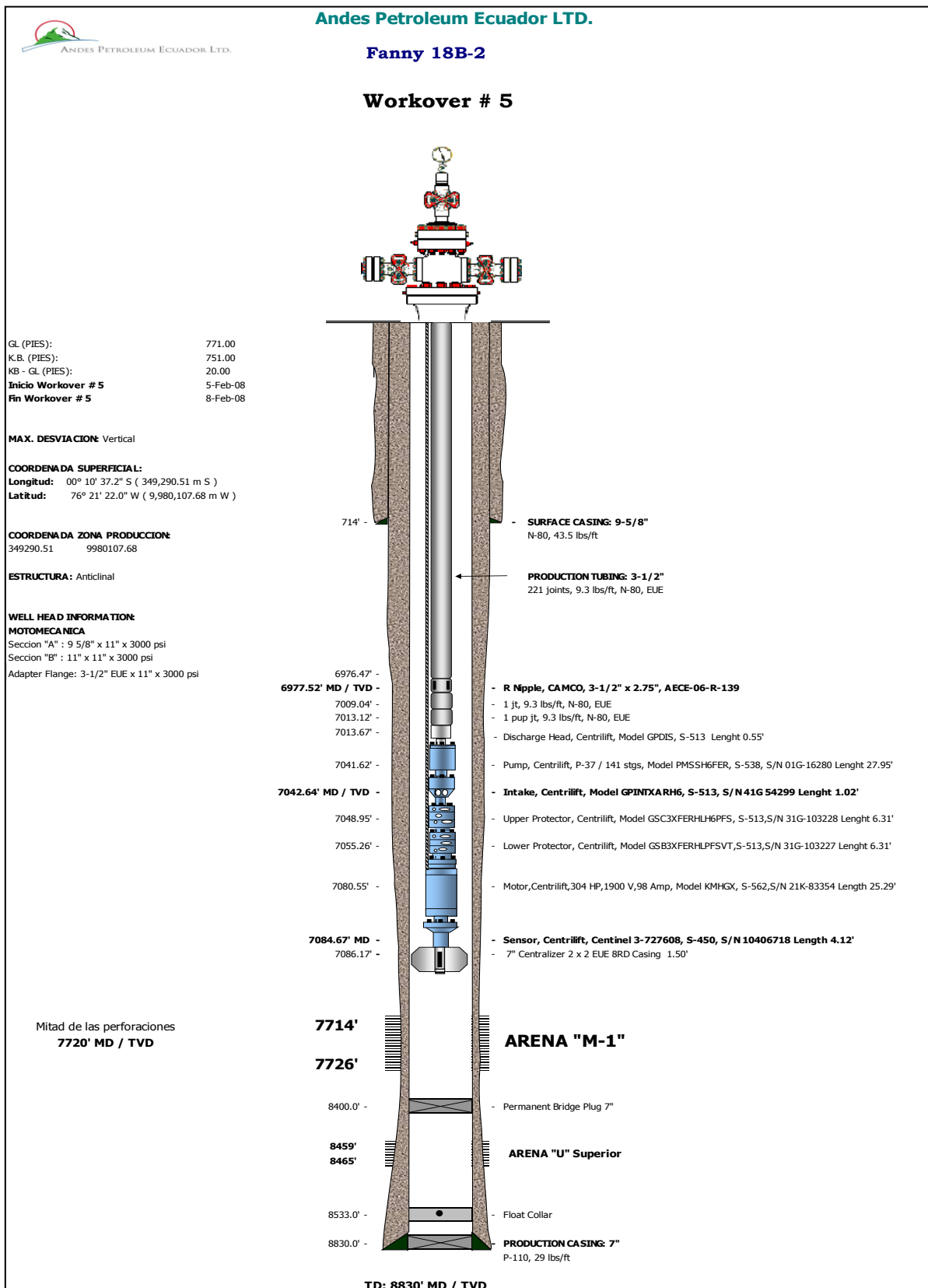


POZO	No.	Fecha	Objetivo
<b>Fanny 18B-46</b>  <b>M-1</b>	IC	Sep-98	Probar arena M-1 con BES GN-4000 / 144 etapas/200 HP
	WO#1	Nov-99	Cambiar BES. Bajar BES GN-4000/144etapas / 330 Hp
	WO#2	Dic-99	Cambiar BES. Bajar BES GN-4000/144etapas / 330 Hp
	WO#3	Jun-01	Cambiar BES. Bajar BES GN-4000/144etapas / 360 Hp
	WO#4	Jul-01	Cambiar BES. Bajar BES GN-4000/144etapas / 360 Hp
	WO#5	Jan-05	Cambiar BES. Bajar BES GC-4100/117etapas / 304 Hp
<b>Fanny 18B-57</b>  <b>M-1</b>	IC	May-01	Evaluar arena M-1 con BES GN-5600/204 etapas/450HP
	WO#1	Mar-03	Realizar squeeze para mejorar la adherencia del casing 7" y aislar la zona productora de agua. Bajar BES GC-6100/178etapas/532HP
	WO#2	Abr-03	Cambiar BES. Bajar GC-6100/178etapas/532HP
	WO#3	Ago-03	Sacar BES. Realizar gravel Pack. Bajar ensamble para bomba jet evaluary diseñar BES. Bajar BES GC-4100 /136etapas/380HP
	WO#4	Nov-03	Chequear BES. Falla en el lower Pigtail. Se deja el mismo equipo
	WO#5	Sep-08	Cambia BES nueva Centurion P-47/ 83 SSD stages / 380 HP
<b>Fanny 18B-61</b>  <b>M-1</b>	IC	Sep-01	Evaluar arena M-1 con Bes GN-4000/124 etapas / 225 HP
	WO#1	Sep-01	Cambio BES. Instalar BES P-31 / 101 SSD etapas / 304 HP
	WO#2	Jul-07	Cambio BES. Instalar Centurion BES P-37 / 141 SSD etapas / 304 HP
	WO#3	Sep-08	Cambio BES. Instalar Centurion BES P-47 / 125 SSD etapas / 304 HP
<b>Fanny 18B-66</b>  <b>M-1</b>	IC	Sep-02	Evaluar arena M-1 con BH
	WO#1	Dic-03	Cambiar ensamble para BH y Bajar BES GC-2200/170etapas/304 HP
	Add 1 WO#1	Agosto-05	Sacar BES + Realizar limpieza con broca y raspatabos hasta PBTD + completar el pozo con BES P-31/ 101 etapas / 304 HP
	WO#2	Jul-08	Sacar BES + Realizar limpieza con broca y raspatabos hasta PBTD + completar el pozo con BES Centurion P-23 / 97 SSD stages / 228 HP
	WO#3	18-Sep-11	Recuperan ESP09:56 P-23 / 97 etapas / 228 HP con en el conector de supficie). Limpian pozo y bajan ESP: P- 47/ 122 etapas/336 HP
<b>Fanny 18B-100H</b>  <b>M-1</b>	IC	Jan-09	Evaluar arena M-1 con BES ESP P-23 / 104 stg / 220 HP
	WO#1	17-Apr-11	Pulling ESP.
<b>Fanny 18B-120H</b>  <b>M-1</b>	IC	Mar-09	Evaluar arena M-1 con BES P-62 / 141 stg / 380 HP
	WO#1	Jun-09	Sacar equipo. Limpiar el pozo. Completar P-62 / 141 etapas / 418HP en tubería 4-1/2"

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

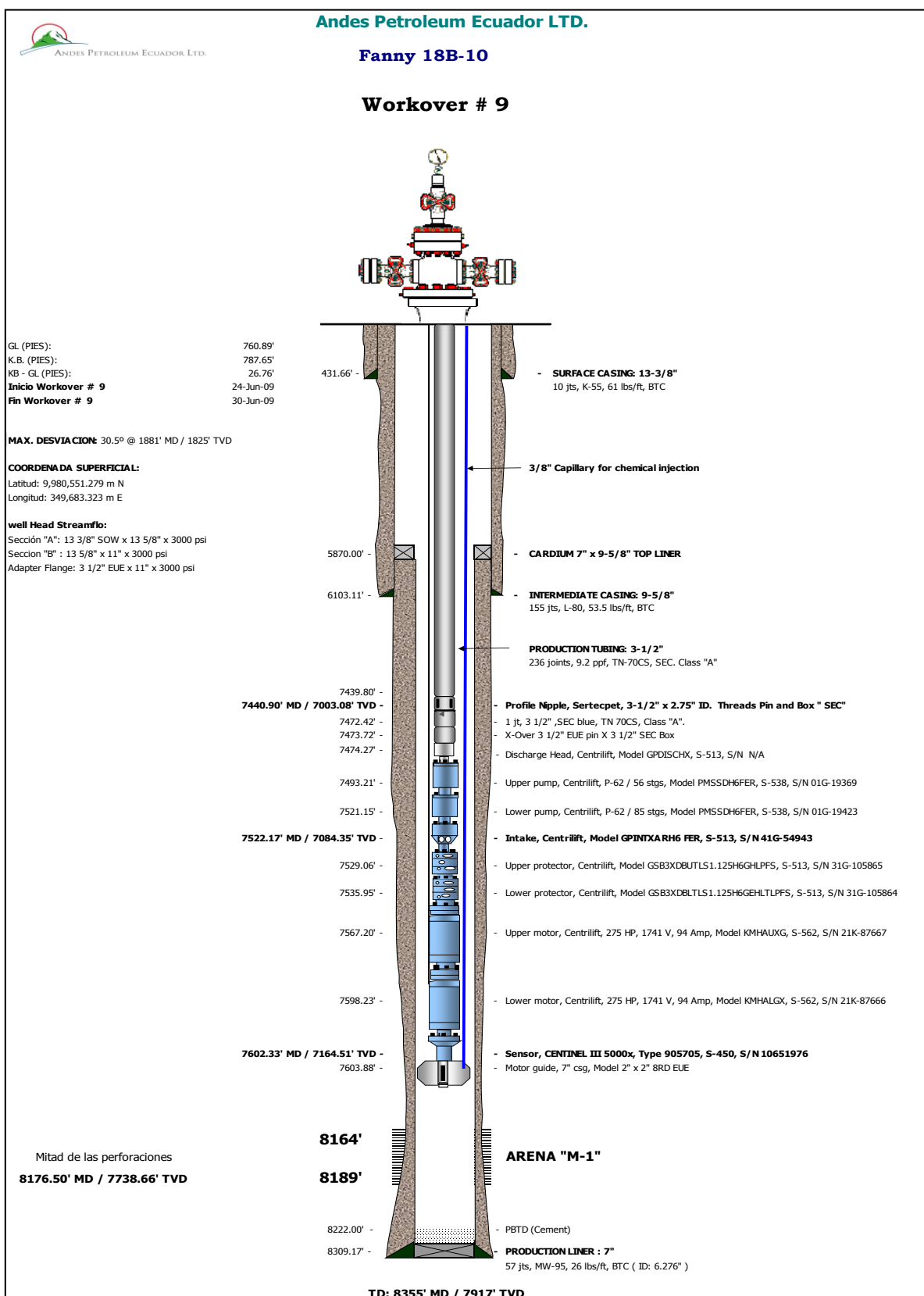
**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 3.17.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-02 (M-1).



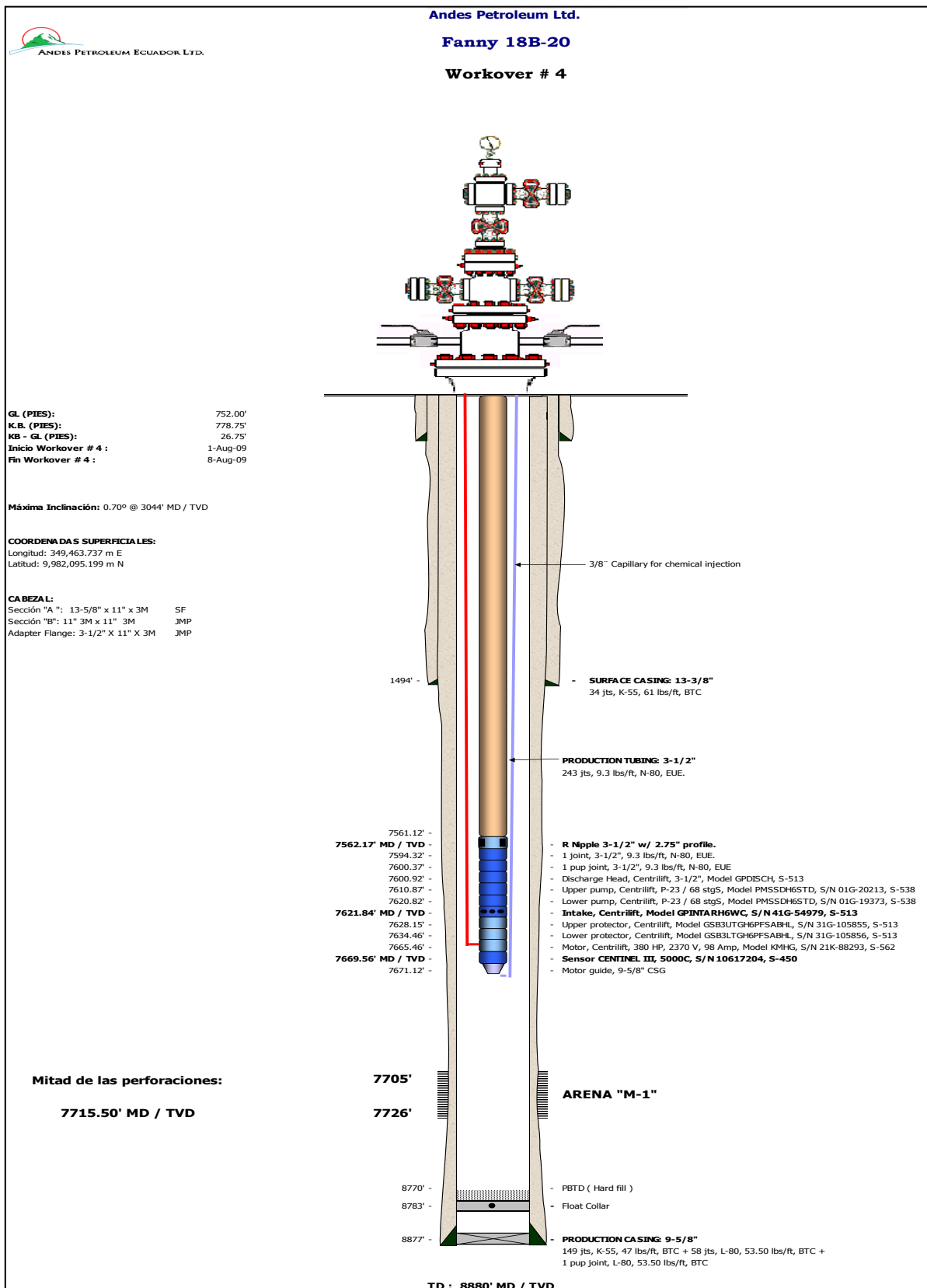
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.18.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-10 (M-1).



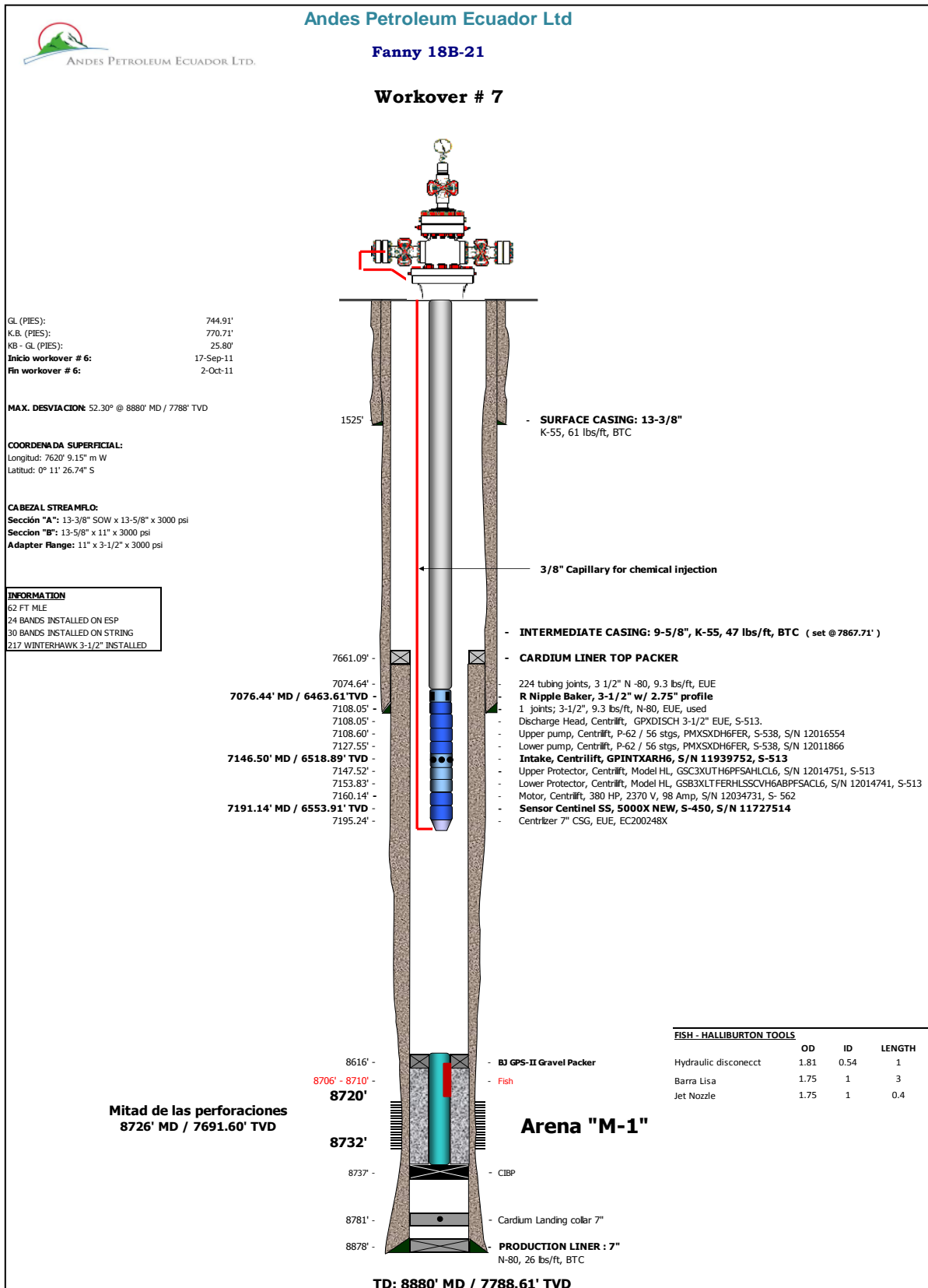
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.19.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-20 (M-1).



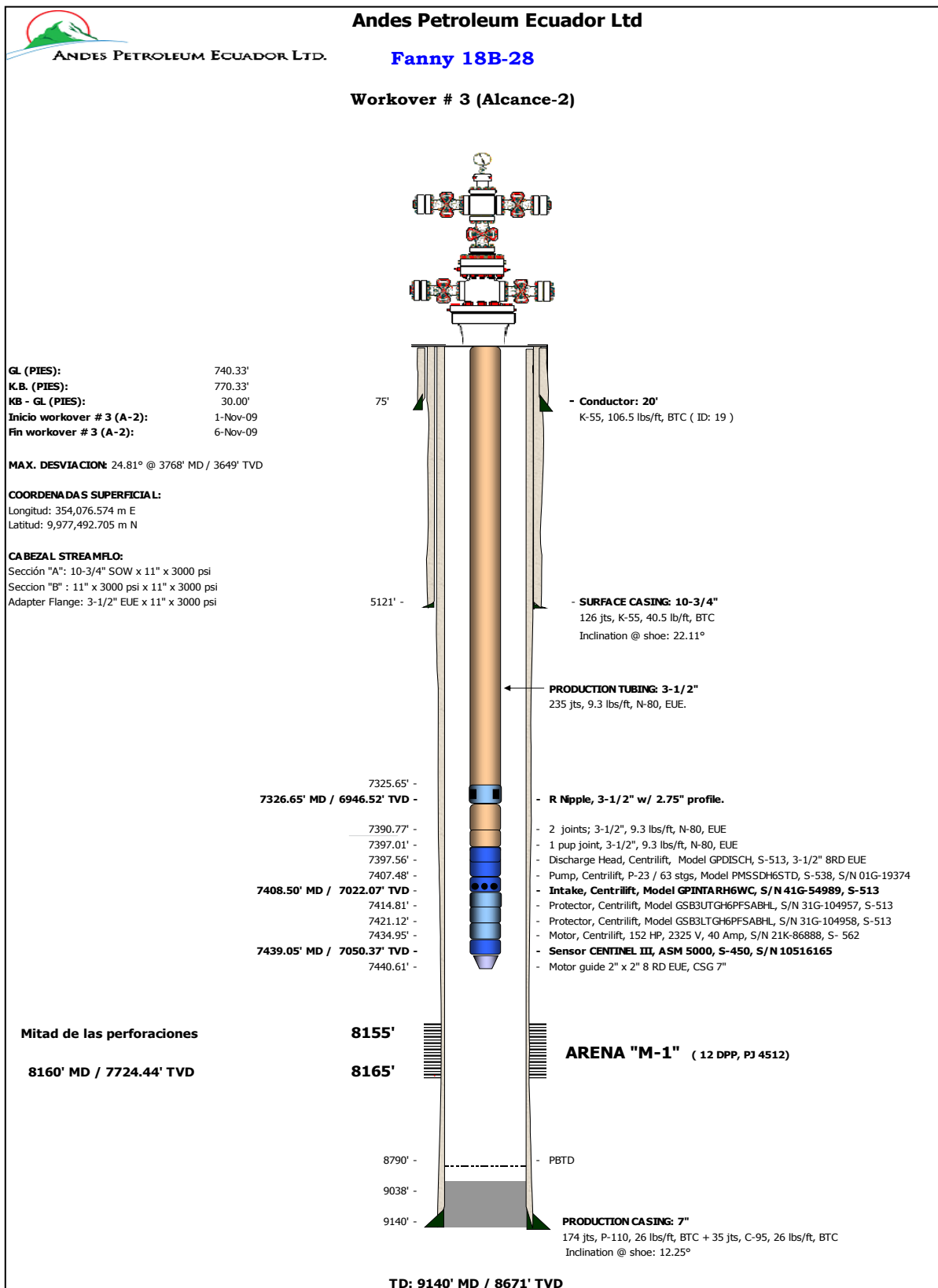
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.20.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-21 (M-1).



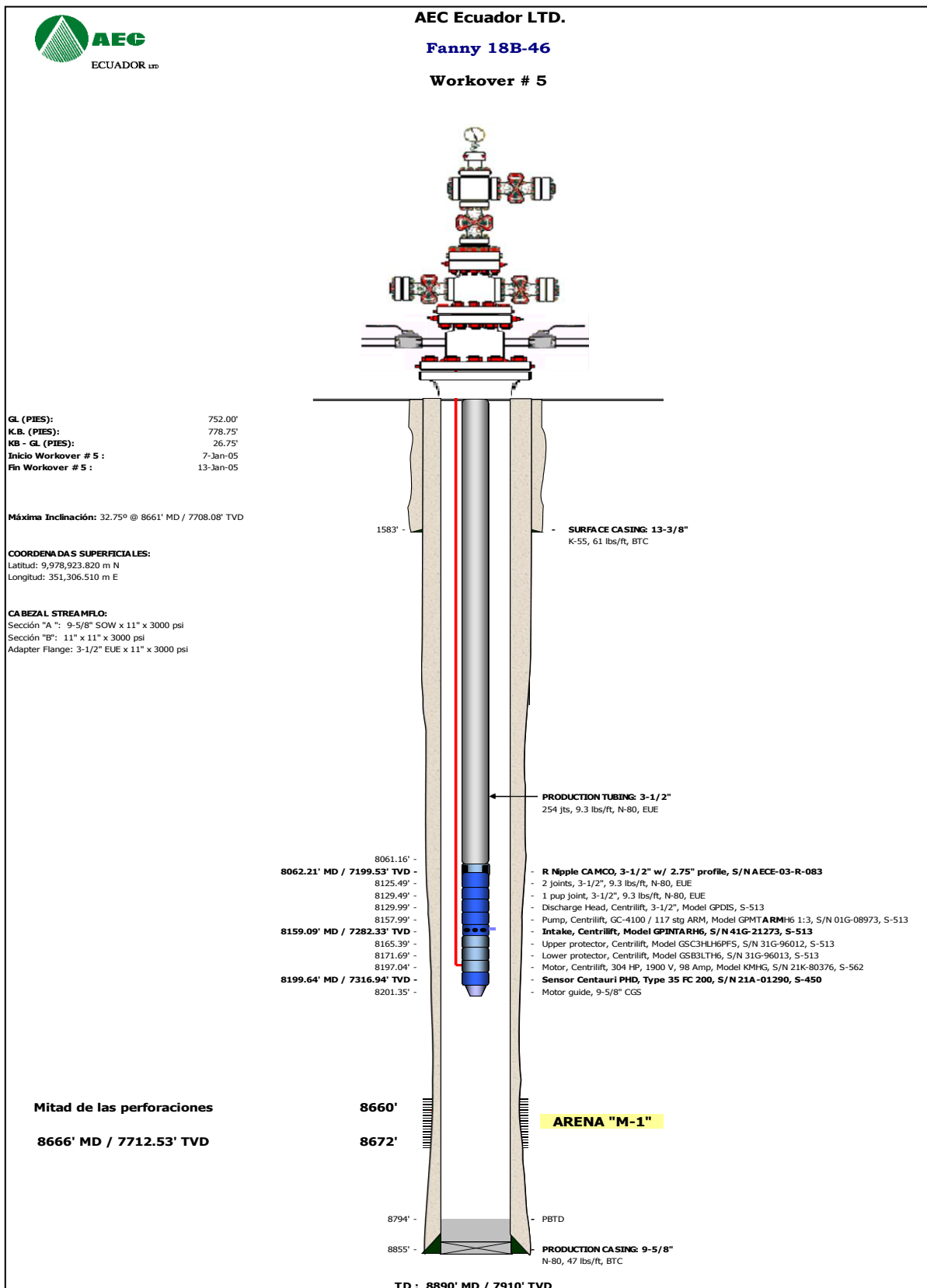
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.21.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-28 (M-1).



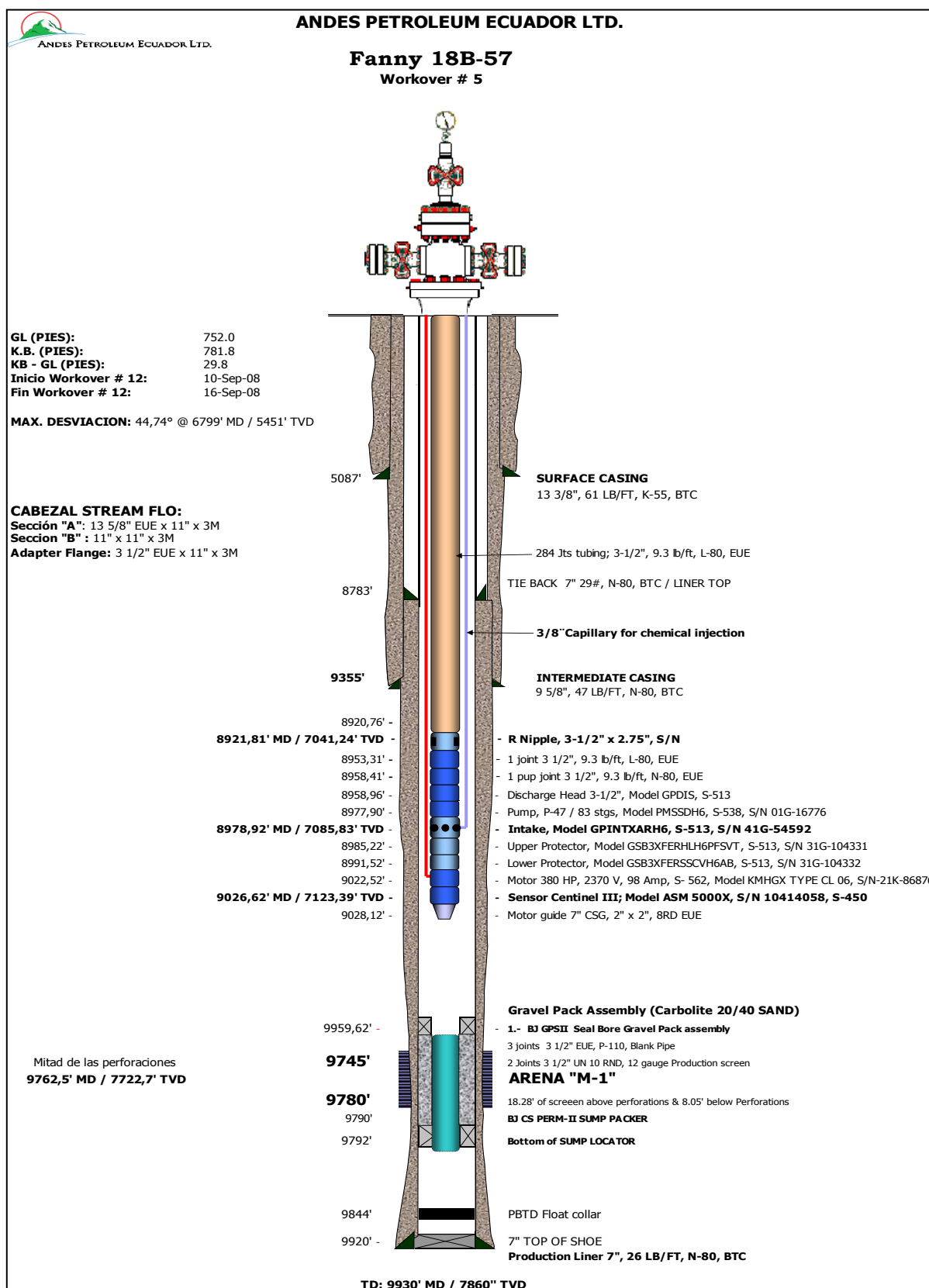
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.22.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-46 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

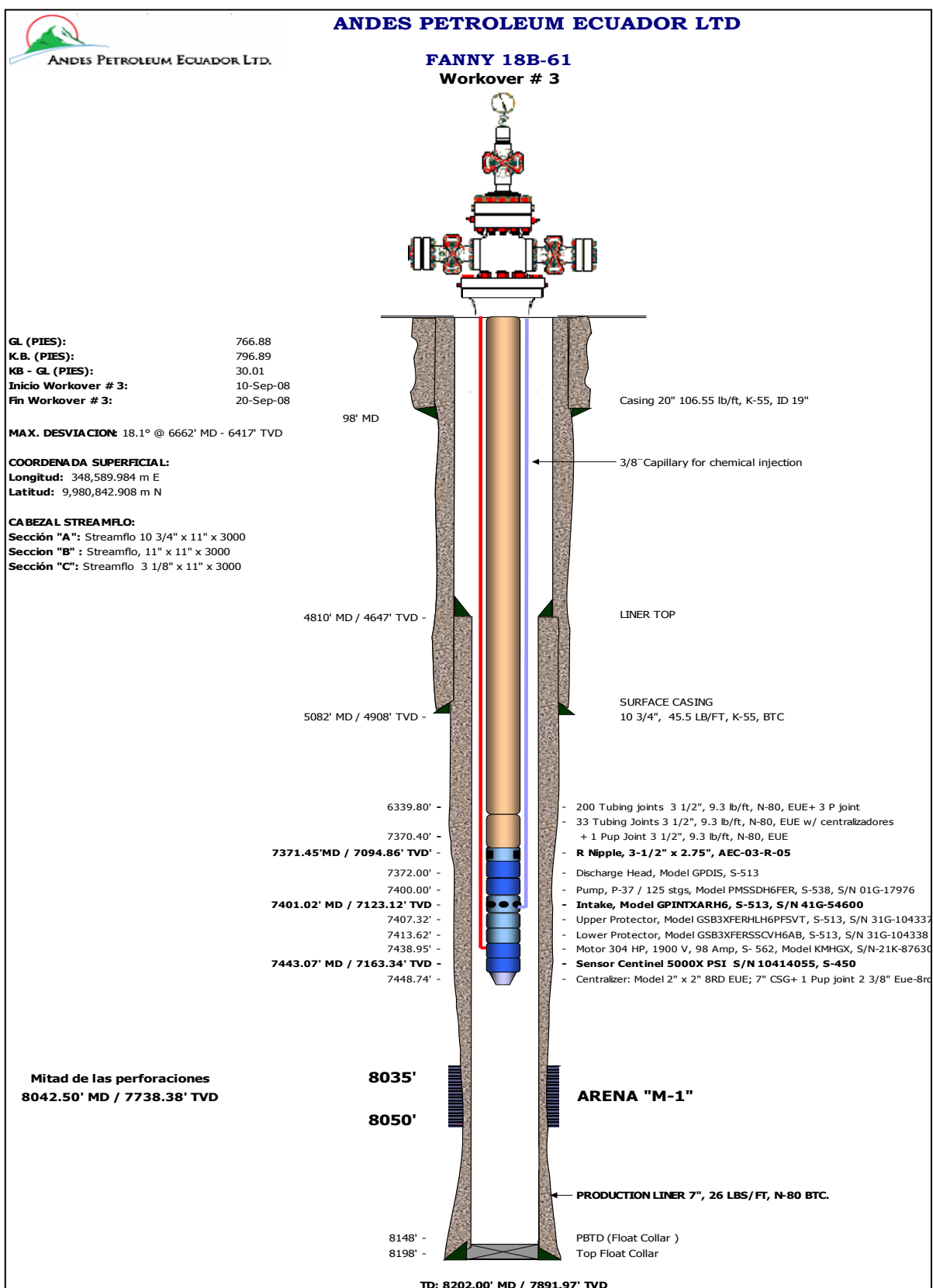
**Gráfico 3.23.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-57 (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

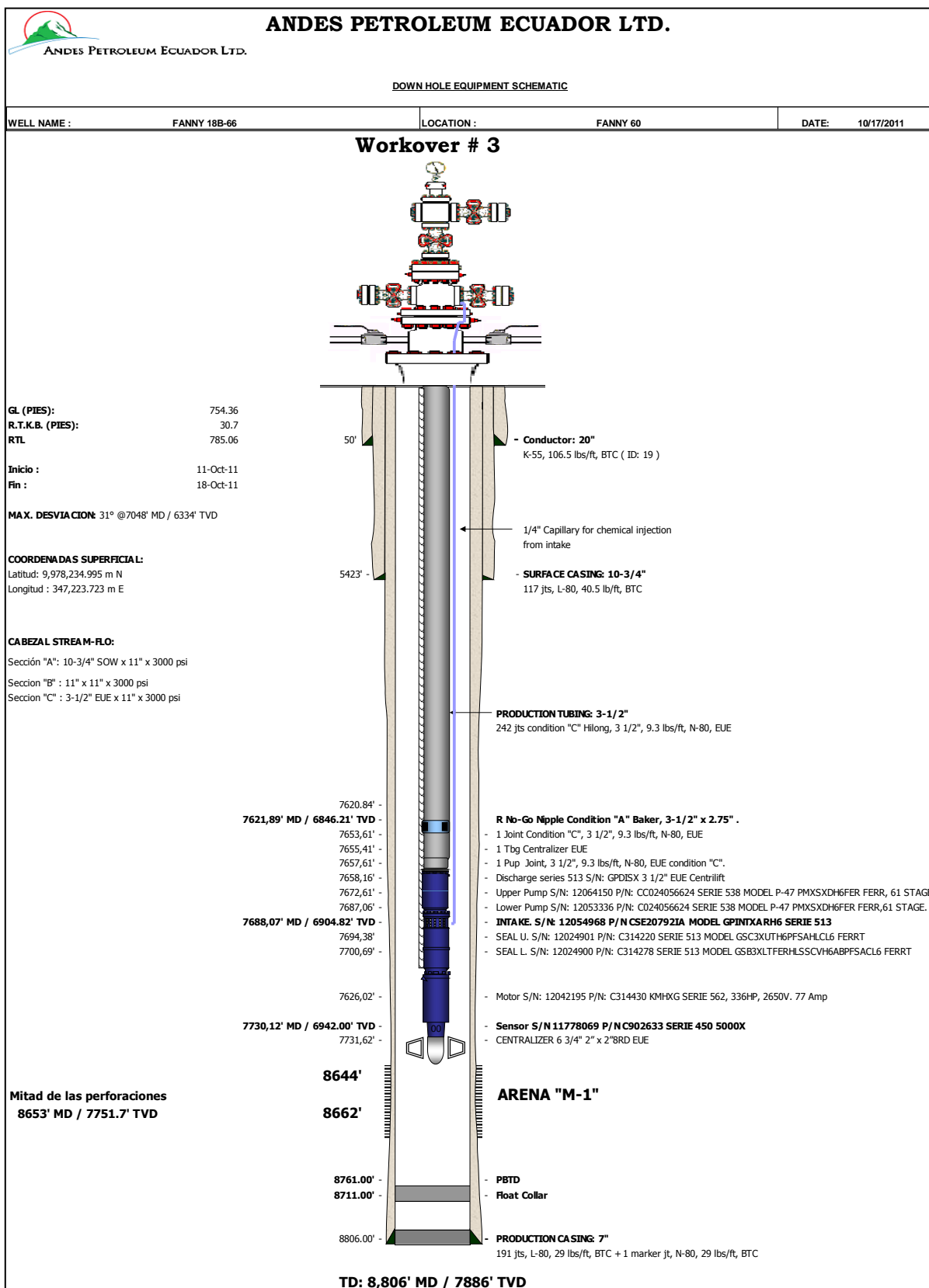


**Gráfico 3.24.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-61 (M-1).



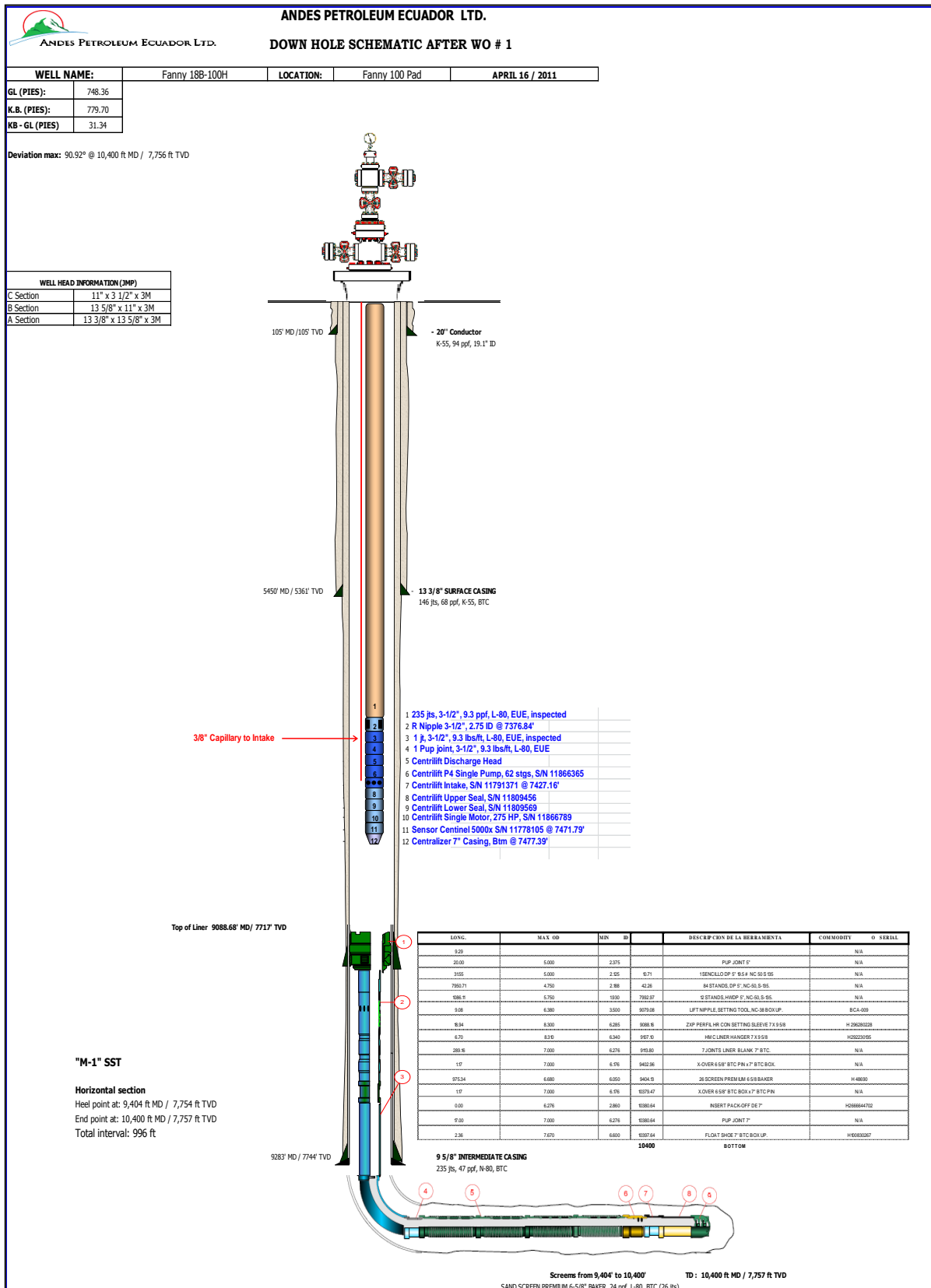
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.25.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-66 (M-1).



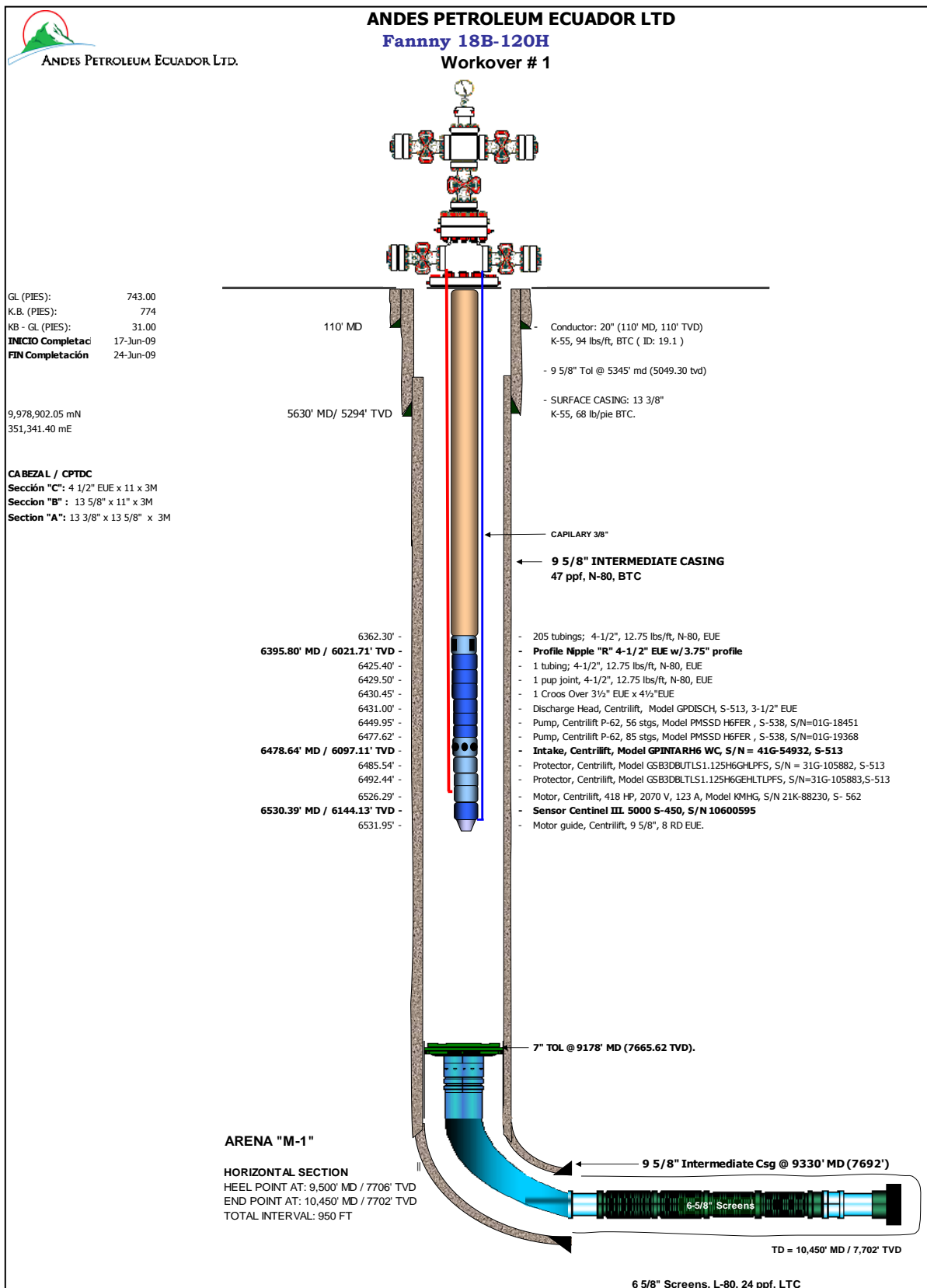
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.26.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-100H (M-1).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.27.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-120H (M-1).



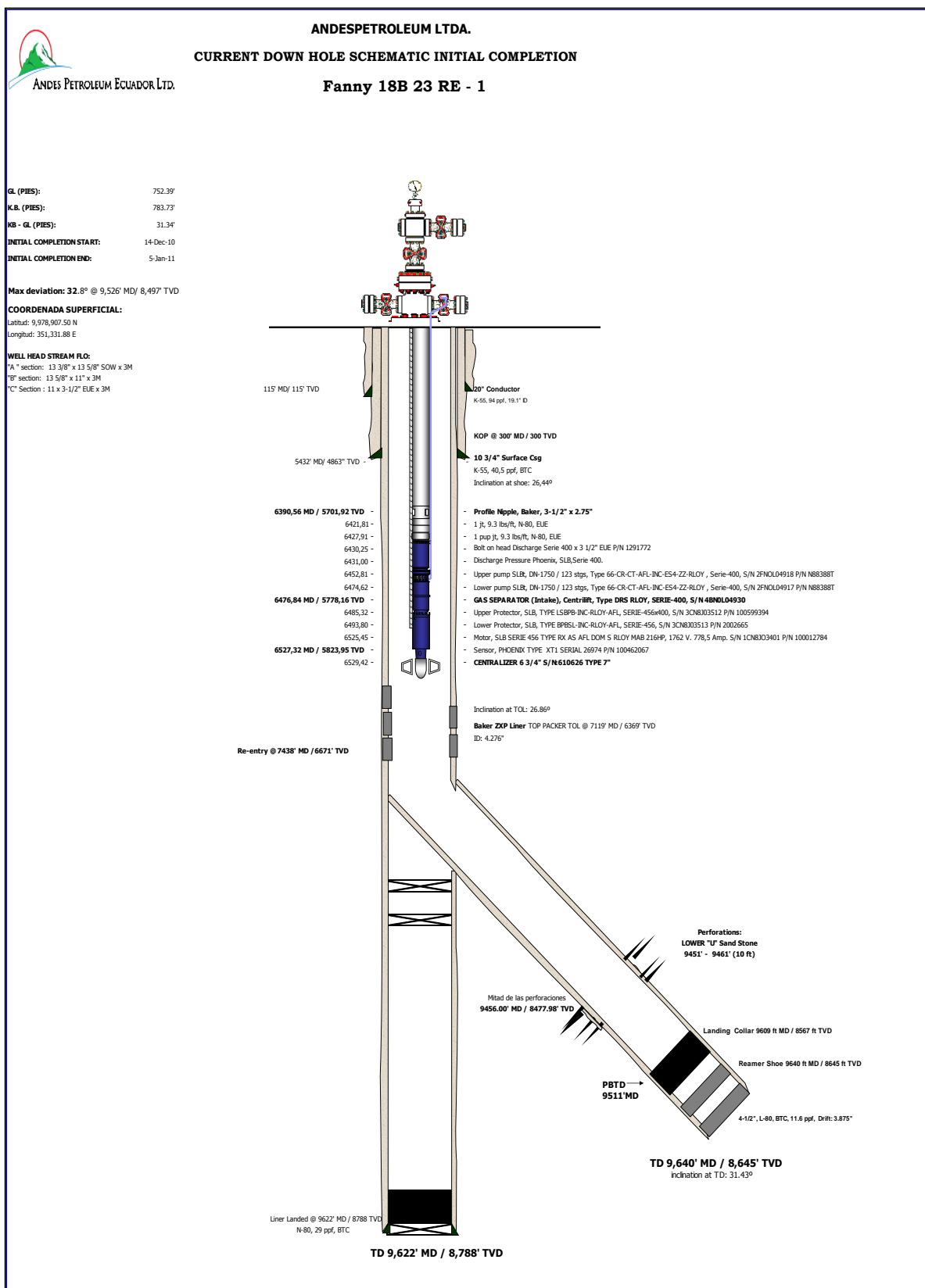
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

### 3.10. Historiales de Completación y Reacondicionamiento Arena U Inferior.


POZO	No.	Fecha	Objetivo
<b>Fanny 18B-23 R1</b>  <b>U-Inferior</b>	IC	Jun-04	Evaluar la arena M-1 con BES GC-4100/195 etapas / 456 HP
	WO# 1	Jan-08	Cambiar BES. Bajar ESP P-47 – 145 STG – 608 HP
	WO# 2	1-Jul-10	Recuperan ESP. Corren registro RST. Bajan 3 ½" Kill String @ 1980'.
<b>Fanny 18B-31</b>  <b>U-Inferior</b>	IC	Jun-04	Evaluar la arena M-1 con BES GC-4100/116 etapas / 304 Hp
	WO # 1	Jan-06	Cambiar BES. Bajar BES GC-6100 / 107 etapas / 380 HP
	WO # 2	9-Dec-11	Pulling ESP por fase a tierra.
<b>Fanny 18B-71 (SJ-2)</b>  <b>U-Inferior</b>	IC	Ene-01	Evaluar arena U inf con BES GN-2100/132 etapas/175 HP
	WO#1	Oct-04	Sacar BES + Realizar prueba de presión al liner de 7" y al casing intermedio de 9-5/8" + Bajar BES GC-2900/135 etapas / 304 HP
	WO#2	Jun-05	Sacar sarta de matado + Recuperar tapón de 7" RBP + Instalar y cementar liner de 5" desde PBDT hasta +/- 8,400' MD + Re-perforar arena U en el intervalo: 10,858'-10,877' MD con cañones de 3-3/8" + Bajar BES GC-2900 / 135 etapas / 304 HP
	WO#3	Jul-10	Saca BES. Limpia encuentran escala. Limpian y baja BES P- 62 / 141 etapas / 550 HP en tubería 3-1/2" Clase "C"
<b>Fanny 18B-109</b>  <b>U-Inferior</b>	IC	Oct-08	Evaluar arena U Inferior. con BES ESP DN-3000 / 204 stg / 151 HP

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Gráfico 3.28.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-23RE (U-Inferior).



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

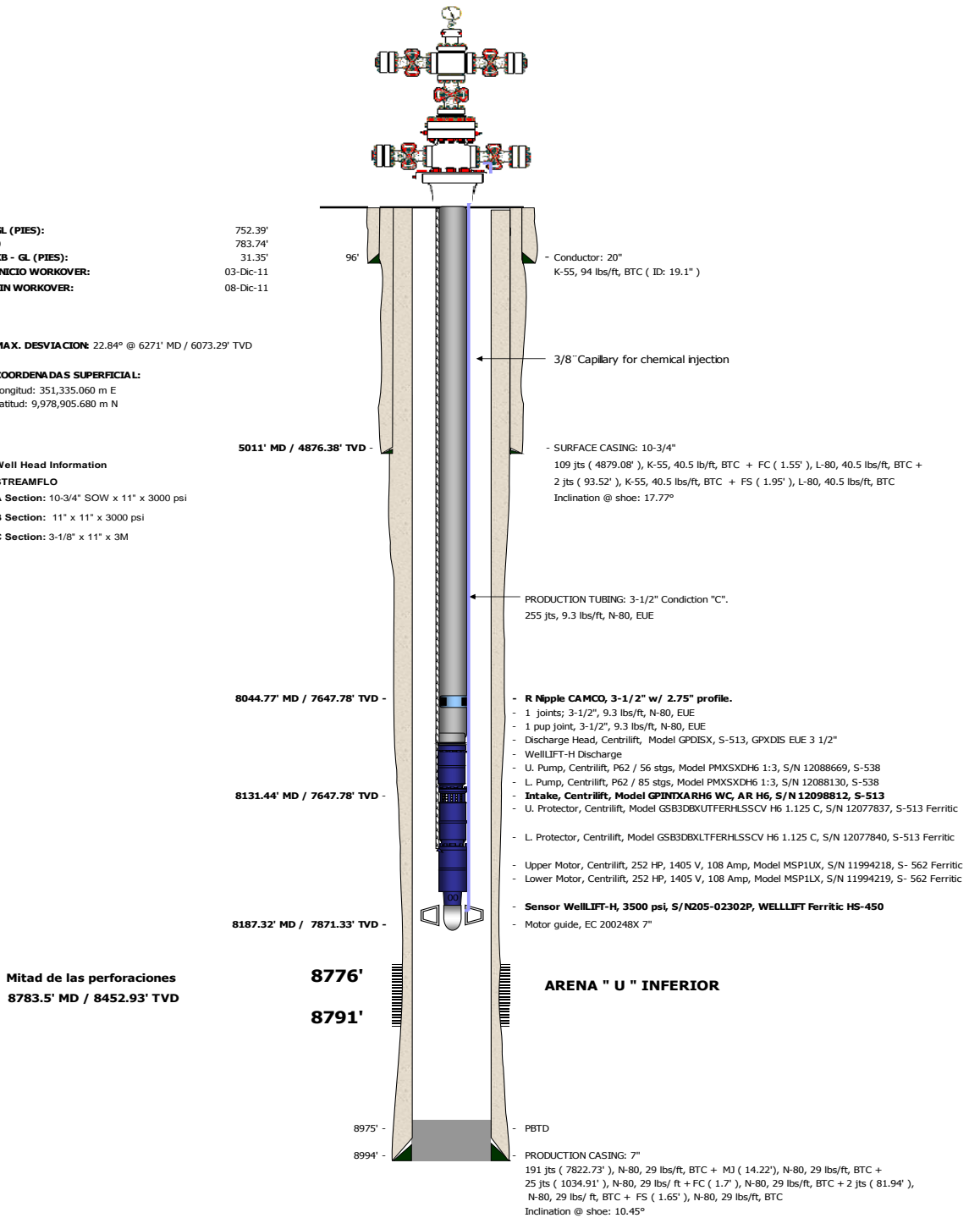


ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

Andes Petroleum Ecuador Ltd

Fanny 18B-31

Workover # 2



**GL (PIES):** 752.39'  
0 783.74'  
**KB - GL (PIES):** 31.35'  
**INICIO WORKOVER:** 03-Dic-11  
**FIN WORKOVER:** 08-Dic-11

**MAX. DESVIACION:** 22.84° @ 6271' MD / 6073.29' TVD

**COORDENADAS SUPERFICIAL:**  
Longitud: 351,335.060 m E  
Latitud: 9,978,905.680 m N

**Well Head Information**  
**STREAMFLO**  
**A Section:** 10-3/4" SOW x 11" x 3000 psi  
**B Section:** 11" x 11" x 3000 psi  
**C Section:** 3-1/8" x 11" x 3M

**5011' MD / 4876.38' TVD -**

**8044.77' MD / 7647.78' TVD -**

**8131.44' MD / 7647.78' TVD -**

**8187.32' MD / 7871.33' TVD -**

**8776'**  
**8791'**

**Mitad de las perforaciones**  
**8783.5' MD / 8452.93' TVD**

**8975' -**  
**8994' -**

**96'**

**- Conductor: 20"**  
K-55, 94 lbs/ft, BTC ( ID: 19.1" )

**3/8" Capillary for chemical injection**

**- SURFACE CASING: 10-3/4"**  
109 jts ( 4879.08' ), K-55, 40.5 lb/ft, BTC + FC ( 1.55' ), L-80, 40.5 lbs/ft, BTC + 2 jts ( 93.52' ), K-55, 40.5 lbs/ft, BTC + FS ( 1.95' ), L-80, 40.5 lbs/ft, BTC  
Inclination @ shoe: 17.77°

**PRODUCTION TUBING: 3-1/2" Conduction "C".**  
255 jts, 9.3 lbs/ft, N-80, EUE

**- R Nipple CAMCO, 3-1/2" w/ 2.75" profile.**  
- 1 joints; 3-1/2", 9.3 lbs/ft, N-80, EUE  
- 1 pup joint, 3-1/2", 9.3 lbs/ft, N-80, EUE  
- Discharge Head, Centrilift, Model GPDISX, S-513, GPXDIS EUE 3 1/2"  
- WellLIFT-H Discharge  
- U. Pump, Centrilift, P62 / 56 stgs, Model PMXSXDH6 1:3, S/N 12088669, S-538  
- L. Pump, Centrilift, P62 / 85 stgs, Model PMXSXDH6 1:3, S/N 12088130, S-538  
- **Intake, Centrilift, Model GPINIXARH6 WC, AR H6, S/N 12098812, S-513**  
- U. Protector, Centrilift, Model GSB3DBXUTFERHLSSCV H6 1.125 C, S/N 12077837, S-513 Ferritic  
- L. Protector, Centrilift, Model GSB3DBXLTFERHLSSCV H6 1.125 C, S/N 12077840, S-513 Ferritic  
- Upper Motor, Centrilift, 252 HP, 1405 V, 108 Amp, Model MSP1UX, S/N 11994218, S- 562 Ferritic  
- Lower Motor, Centrilift, 252 HP, 1405 V, 108 Amp, Model MSP1LX, S/N 11994219, S- 562 Ferritic  
- **Sensor WellLIFT-H, 3500 psi, S/N205-02302P, WELLIFT Ferritic HS-450**  
- Motor guide, EC 200248X 7"

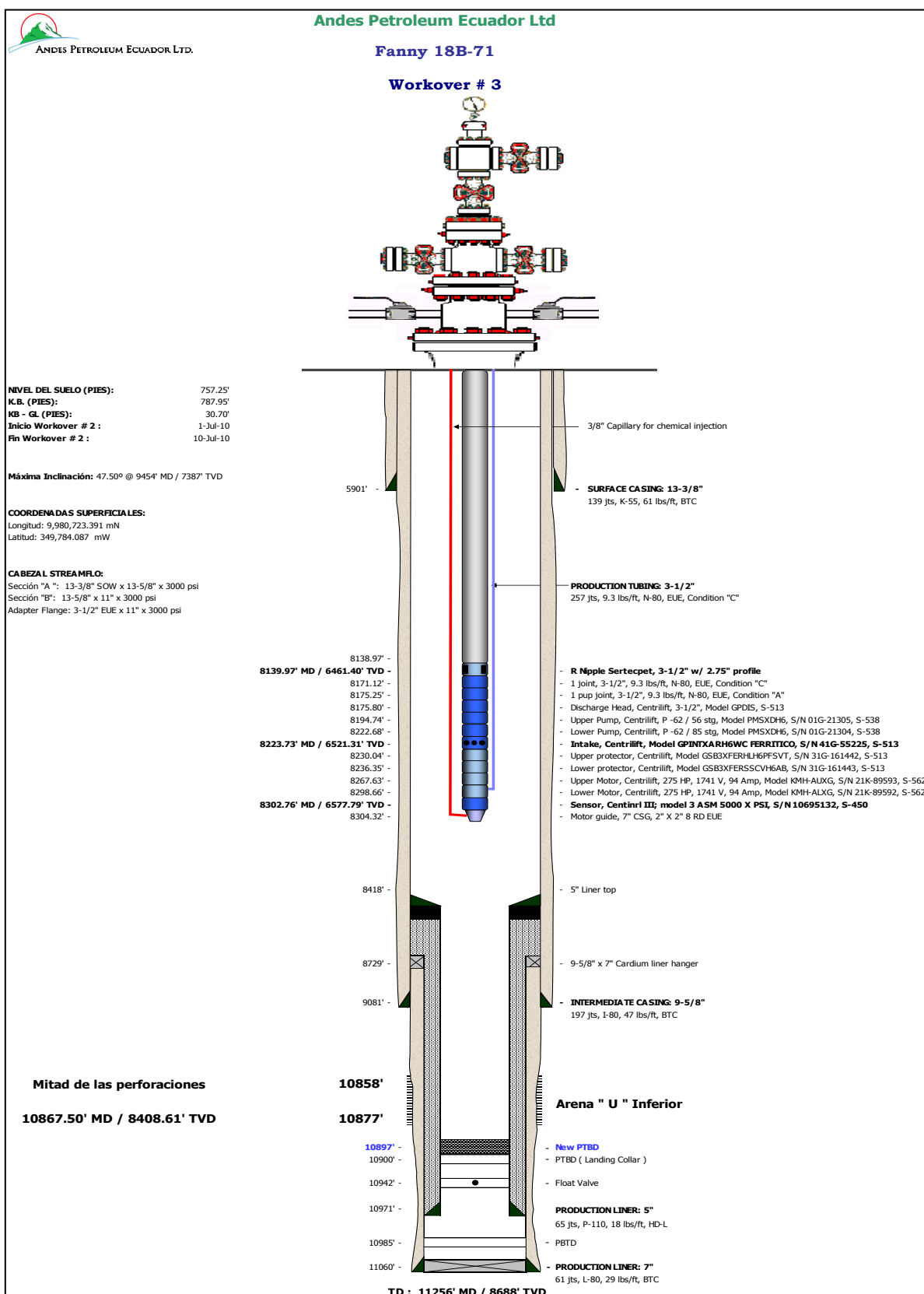
**- P8TD**

**PRODUCTION CASING: 7"**  
191 jts ( 7822.73' ), N-80, 29 lbs/ft, BTC + MJ ( 14.22' ), N-80, 29 lbs/ft, BTC + 25 jts ( 1034.91' ), N-80, 29 lbs/ft + FC ( 1.7' ), N-80, 29 lbs/ft, BTC + 2 jts ( 81.94' ), N-80, 29 lbs/ft, BTC + FS ( 1.65' ), N-80, 29 lbs/ft, BTC  
Inclination @ shoe: 10.45°

**TD: 9005' MD / 8670.44' TVD**

**ARENA " U " INFERIOR**

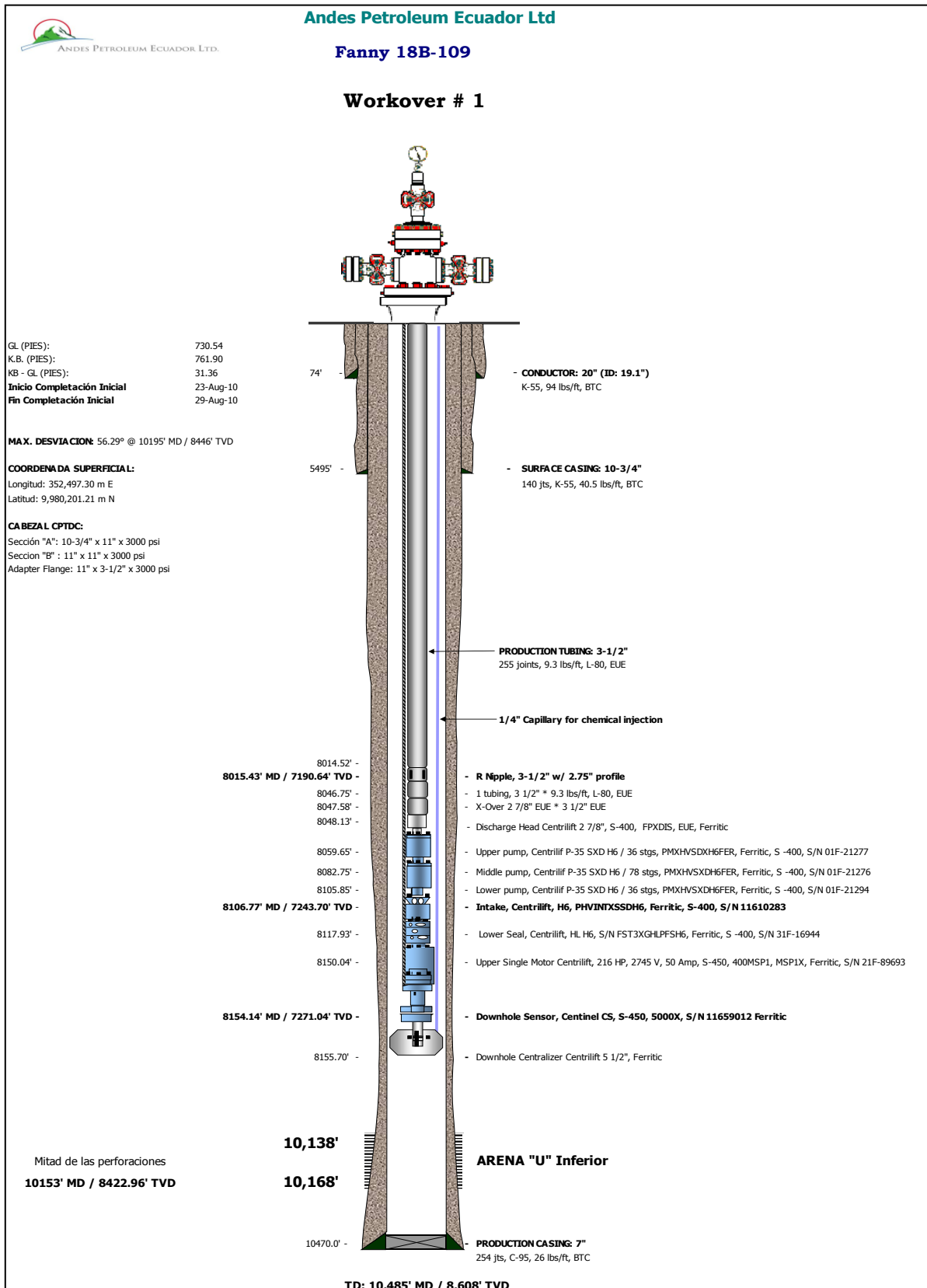
**Gráfico 3.30.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-71 (U-Inferior).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.



**Gráfico 3.31.** Diagrama de Completación del pozo Fanny 18B-109 (U-Inferior).



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## CAPÍTULO IV

### 4. ANÁLISIS TÉCNICO Y SOLUCIONES.

#### 4.1. ANÁLISIS DEL AVANCE DE AGUA POR POZO

A continuación se analizan detalladamente los pozos seleccionados a fin determinar el tratamiento óptimo a recomendar para cada uno de ellos, tomando en consideración varios conceptos generales mencionados a continuación:

1) Gráficas de Producción con respecto al Tiempo (Curva de Declinación de Producción), en la cual el cambio abrupto en la pendiente de la recta de declinación de la tasa de producción de petróleo constituye una "advertencia" de que el exceso de agua puede estar afectando la producción del pozo.

2) Gráficas de Históricos de Producción Agua y Petróleo vs la Producción Acumulada de Petróleo, permite entender los períodos de productividad de fluidos en los que se observan cambios repentinos en las tasas de producción debido a trabajos de reacondicionamiento.

3) Gráficas de Corte de Petróleo vs Producción Acumulada de Petróleo. La gráfica determina los pozos que se encuentran cerca del límite económico propuesto por la empresa ( $WOR = 50\%$  o  $BS\&W = 98\%$ ), además señala datos respecto al comportamiento de declinación del reservorio como: La Producción Acumulada (NP), Recuperación Final Estimada (EUR), parámetros fundamentales para realizar un trabajo de tratamiento en los pozos, así como Reservas Remanentes (RR) al límite económico propuesto por la empresa mediante una extrapolación al límite económico propuesto por la empresa .

4) Gráficas de Análisis Declinatorio Hiperbólico y Forecast en función de los Históricos de Producción de los Pozos, igualmente permite obtener Producción Acumulada (NP), Recuperación Final Estimada (EUR) y Reservas Remanentes

(RR) al límite económico propuesto por la empresa para realizar una comparación entre estas reservas y las obtenidas anteriormente por el método anterior.

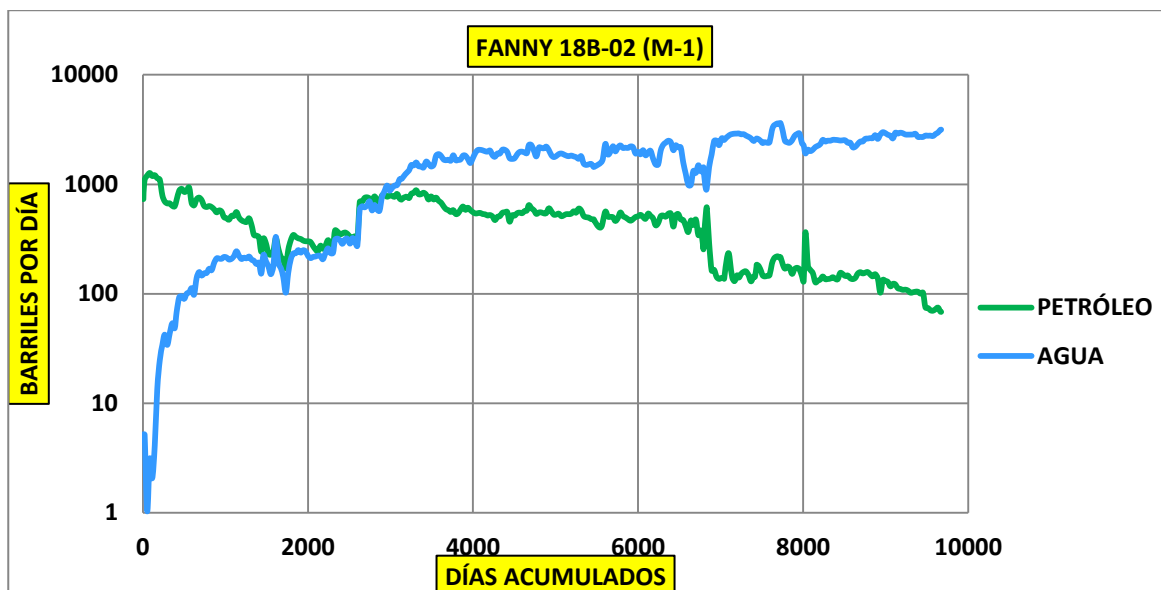
5) Curvas de Relación Agua-Petróleo (RAP) y su deriva (RAP)' vs tiempo, (Curvas de Chan) permite identificar los problemas de canalización, conificación y problemas en las cercanías del pozo.

6) Finalmente estos problemas se afirmaron con la ayuda de la Interpretación de Registros Eléctricos y de Cementación de pozos seleccionados para su análisis.

#### 4.1.1. Pozo Fanny 18B-02 (M-1).

La tasa inicial de producción fue de 283 BOPD y 1BWPD con un BSW de 0.36% y alcanza su tasa máxima de 1269 BOPD y 3 BWPD con un BSW de 0.24%. A partir de esta de producción se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamiento realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una producción de 68 BOPD y 3155 BWPD con un BSW de 97,8 %. Ver gráfico 4.1.

**Gráfico 4.1.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Agosto de 1977 se realiza la completación y pruebas Iniciales (C&P.I.). La tasa inicial de producción del pozo fue de 283 BOPD y 1BWPD con un BSW de 0.36% hasta alcanzar su tasa máxima de 1269 BOPD y 3 BWPD con un BSW de 0.24%, con una tasa producción promedio de 1023 BOPD en el intervalo de 1977 hasta 1978. A partir de esta fecha se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción producción de petróleo y un incremento repentino del agua, a una tasa promedio de 682 BOPD. Ver gráfico 4.2.

**Interpretación Período N°2:** En Julio 1979 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar ensamblaje de bombeo hidráulico y se obtiene una tasa de 874 BOPD y 93 BWPD con un BSW de 9.61%, la curva nos muestra la declinación de producción a una tasa promedio de 543 BOPD desde julio 1979 hasta noviembre de 1991. Ver gráfico 4.2.

**Interpretación Período N°3:** En Noviembre 1991 se realiza el WO#02 que tuvo como objetivo cambiar cavidad de bombeo hidráulico y se obtiene una tasa de 646 BOPD y 2280 BWPD con un BSW de 77.93%, con una declinación de producción promedio de 559 BOPD desde noviembre del 1991 hasta febrero de 1994 y junio se presenta fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.2.

**Interpretación Período N°4:** En junio de 1994 se realiza el WO#03 que tuvo como objetivo cambiar cavidad de bombeo hidráulico y reinicia su producción a una tasa de 468 BOPD y 866 BWPD con un BSW de 64.93% en julio de 1994, y va declinando a una tasa de 199 BOPD y 1341 BWPD con un BSW de 87.06% hasta febrero de 1998, el pozo tiene una tasa promedio en este intervalo de 447 BOPD. En marzo 1998 se cierra el pozo y en abril de 1998 se lo vuelve abrir con una tasa de 211 BOPD y 1481BWPD con un BSW de 87, 53 %, de mayo de 1998 a octubre del 2001 el pozo permanece cerrado. Ver gráfico 4.2.

**Interpretación Período N°5:** En noviembre del 2001 se realiza el WO#04 que tuvo como objetivo cambiar de método de levantamiento de bombeo hidráulico a BES GN-4000/178 etapas/550 HP con una frecuencia inicial de 45 Hz, se obtiene una tasa promedio de 472 BOPD y 949 BWPD, con una declinación de producción

promedio de 124 BOPD y 2271 BWPD con un BSW de 66.81% hasta septiembre de 2002; en el intervalo de noviembre 2001 a septiembre del 2002 se obtiene una tasa promedio de 268 BOPD. En el intervalo de octubre del 2002 a junio de 2004, el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo, en julio 2004 se reinicia la producción del pozo, con una frecuencia de 48 Hz y se obtiene una tasa de 726 BOPD y 2020 BWPD con un BSW de 73,56%, se aumenta gradualmente la frecuencia hasta 55 Hz, y su producción va declinando hasta 130 BOPD y 2262 BWPD con un BSW de 94,56%; en el intervalo julio del 2004 a agosto del 2007 se obtiene una tasa promedio de 186 BOPD de septiembre del 2007 a enero del 2008 se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico **4.2**.

**Interpretación Período N°6:** En febrero de 2008 se realiza el WO#5 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centrilift P-37/41 SSD etapas/304 HP con una frecuencia inicial de 45 Hz, se obtiene una tasa de 364 BOPD y 1914 BWPD con un BSW de 84,03% , va declinando su producción hasta la actualidad a tasa de 68 BOPD y 3155 BOPD con un BSW de 97, 88 %; en el intervalo de febrero 2008 a septiembre de 2012 se tiene una tasa promedio de 128 BOPD. Ver gráfico **4.2**.

Las gráficas **4.3 y 4.4** nos indica que el pozo se encuentra con un WOR= 46.22 % cerca del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd.

Producción Acumulada **(NP) = 4, 171,503 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 4, 172,486 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 983 BBLS.** Al límite económico del WOR 50%.

La gráfica **4.5** presenta las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOPD y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente:

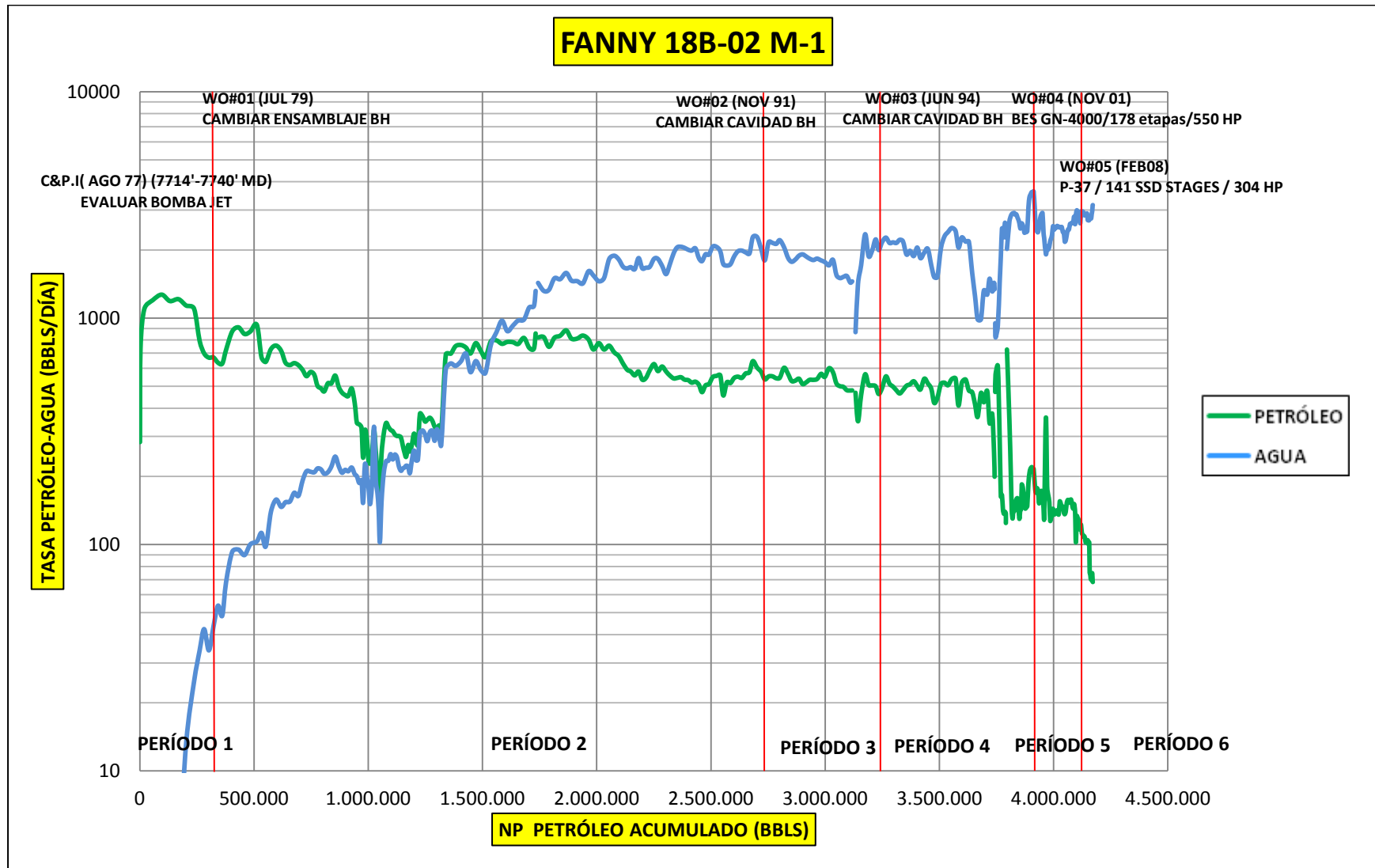
Acumulada **(NP) = 4, 171,503 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 4, 222,379 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 50,876** al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $50,876 - 983 = 49,893$  **(1.18%).**

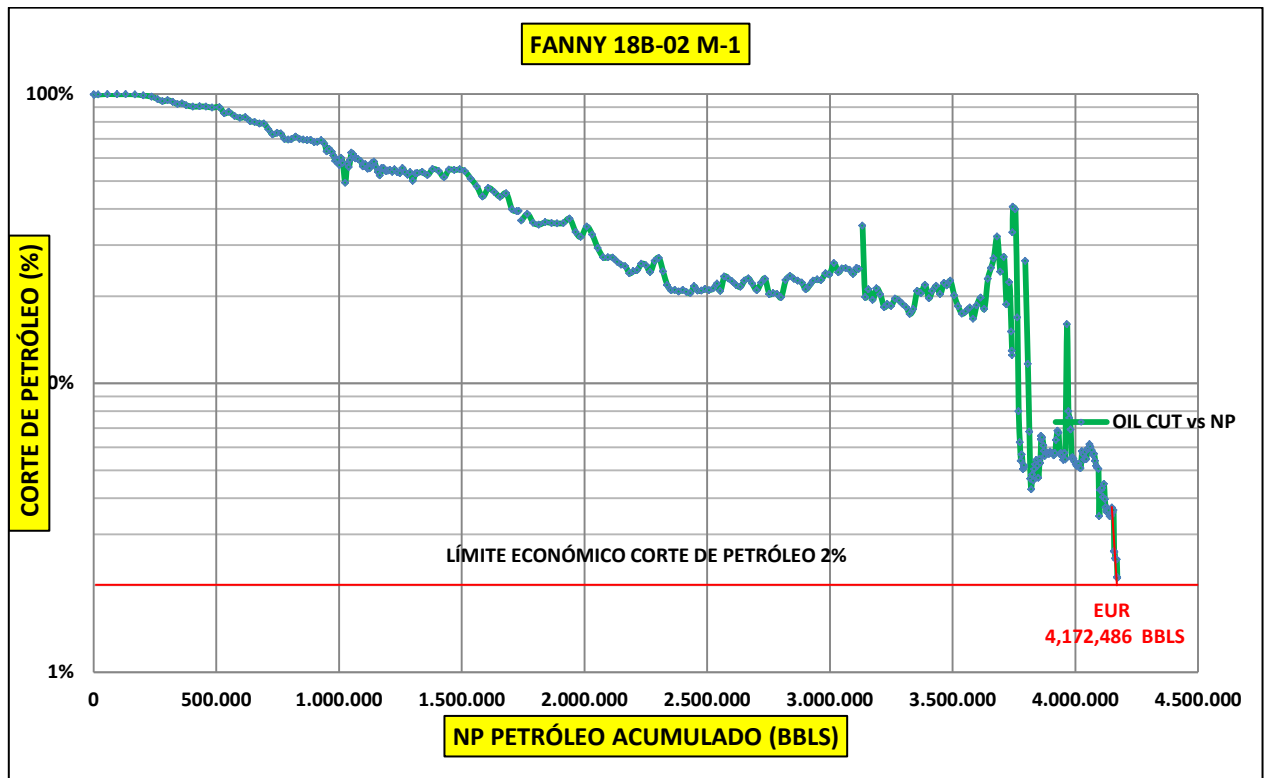
**Gráfico 4.2.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo.



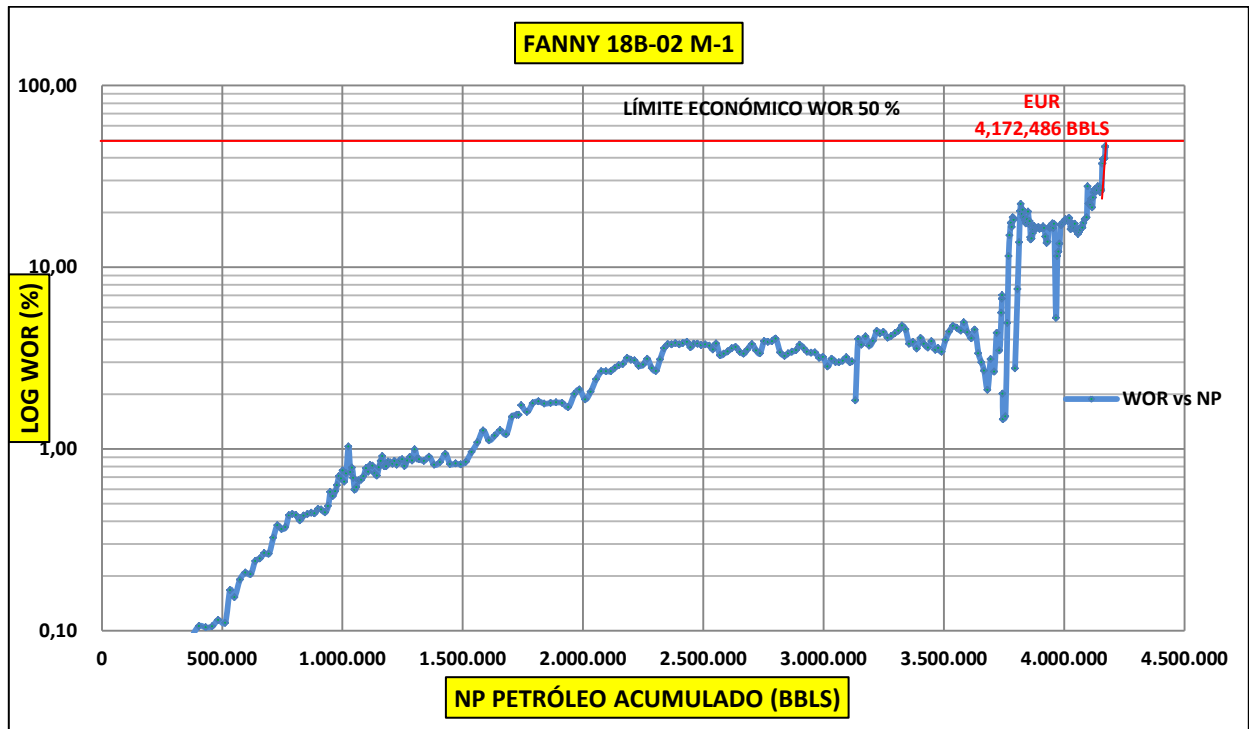
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.3.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



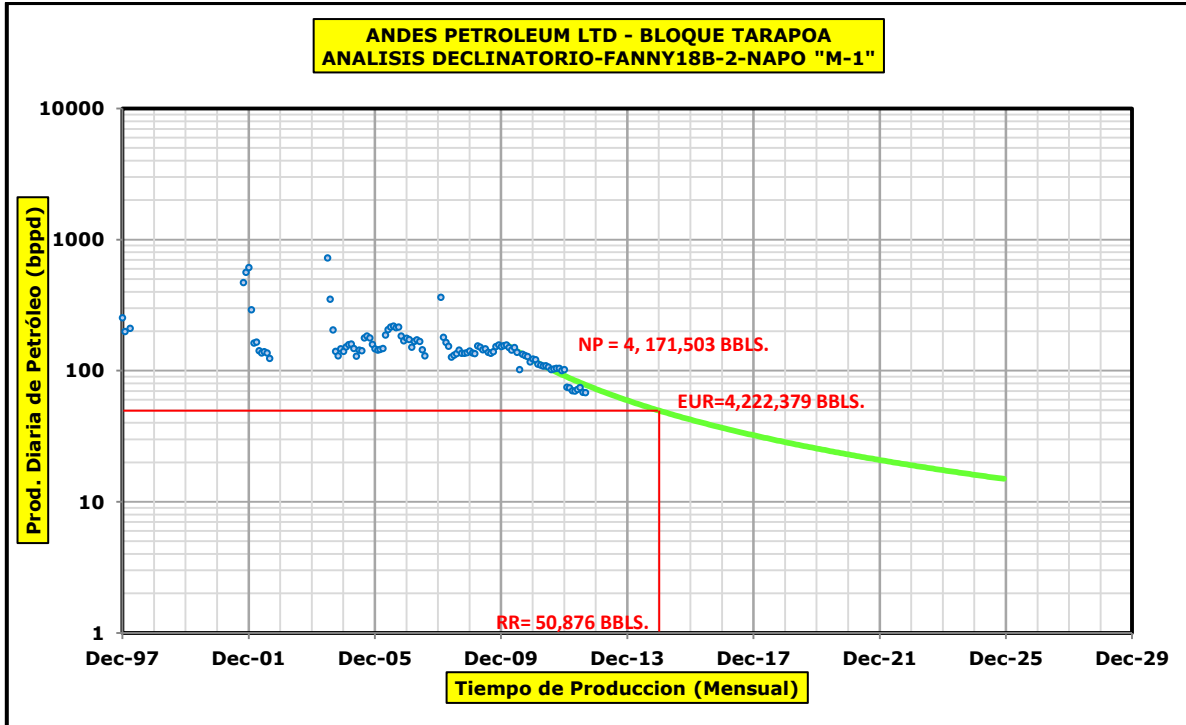
**Gráfico 4.4.** Log WOR vs Producción Acumulada.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Gráfico 4.5. Análisis Declinatorio - Forecast.**

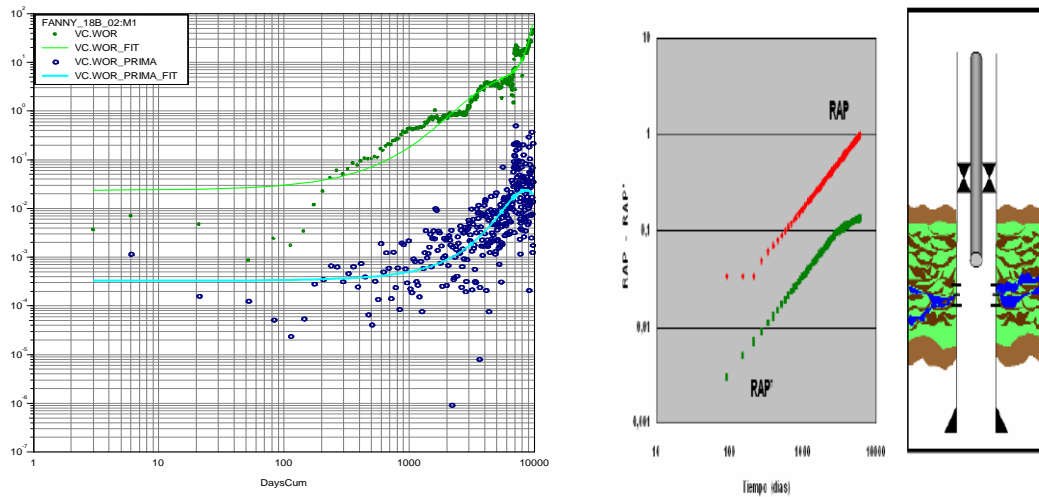


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.6 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O ADEDAMIENTO**.

**Gráfico 4.6. RAP-RAP' vs Tiempo.**



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

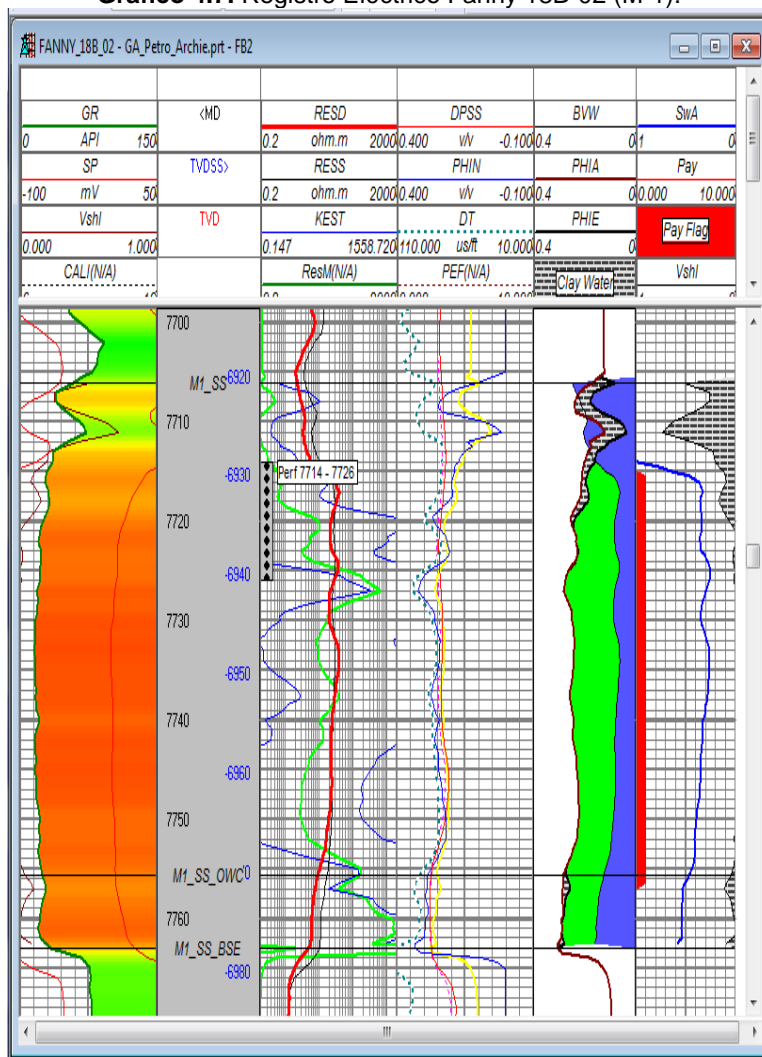
Elaborado por: Oscar Arias.



El registro eléctrico (gráfico 4.7) indica un espesor neto de arena de 40.5 ft, el contacto agua - petróleo se encuentra a 7756' (TVD), con un intervalo perforado de 7714'-7726' (12 ft), además analizando el registro se podría haber considerado el disparar en el intervalo de 7705-7712 para retrasar el corte de agua elevado. La saturación de agua es  $S_w=0.34$ , porosidad  $\phi=0.22$  y permeabilidad  $K=160$  mD.

En este pozo no se ha tomado un registro de cementación por lo que se recomienda correr uno con la finalidad de verificar si posee una buena adherencia alrededor del casing y descartar o afirmar una posible canalización detrás del revestidor (casing) del pozo.

**Gráfico 4.7.** Registro Eléctrico Fanny 18B-02 (M-1).

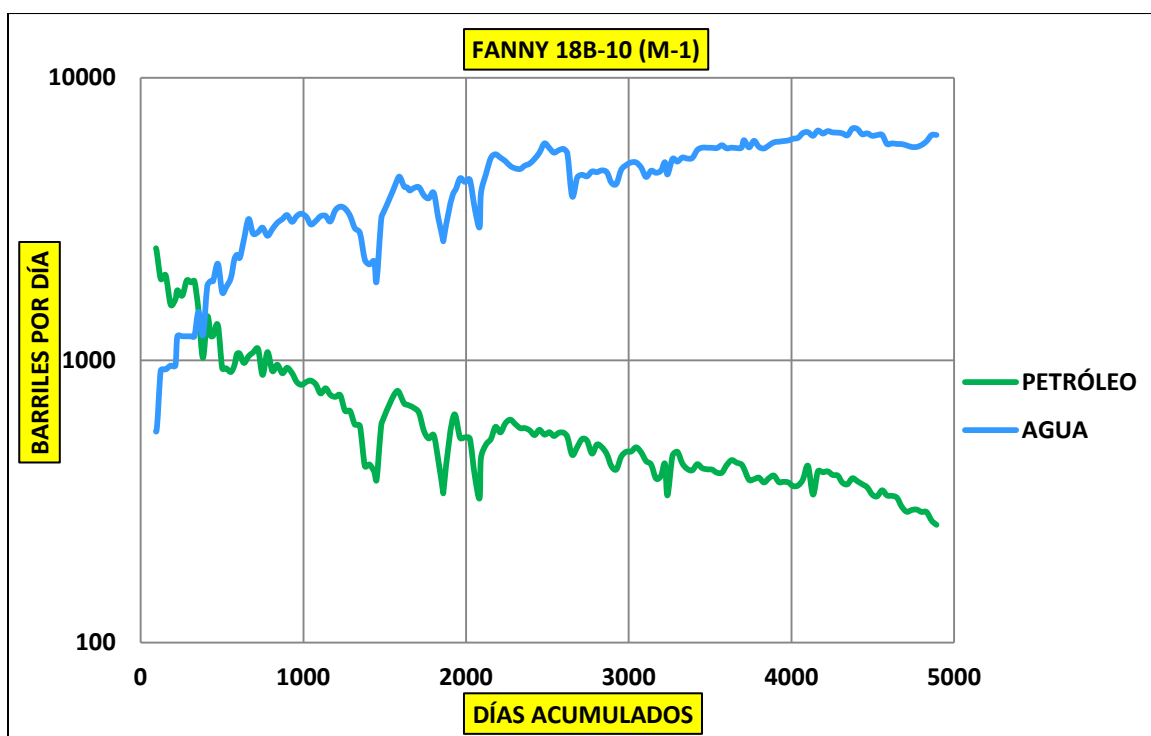


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.2. Pozo Fanny 18B-10 (M-1).

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 2230 BOPD y 428 BWPD con un BSW del 15.77% hasta alcanzar su tasa máxima de 2569 BOPD y 1051 BWPD con BSW 29,3 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino, del agua tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 261 BOPD y 6280 BWPD con un BSW de 96 %. Ver gráfico 4.8.

**Gráfico 4.8.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Abril de 1997 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-4000 con una frecuencia inicial de 58 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 2230 BOPD y 428 BWPD un BSW de 15.77% , en julio de 1997 se obtiene una tasa de 1734 BOPD y 785 BWPD con

un BSW de 31.17 %, en el intervalo de agosto a diciembre 1997 el pozo permanece cerrado por fallas en el sistema de levantamiento y en enero 1998 se reinicia la producción del pozo y se obtiene una tasa máxima de 2569 BOPD y 1051 BWPD con BSW 29,3 % , y va declinando hasta 1694 BOPD y 1216 BWPD con un BSW de 41.79%, en el intervalo de enero a agosto de 1998 se tiene una tasa promedio de 976. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°2:** En Septiembre de 1998 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar REDA GN 4000/130 etapas/160 HP, se mantiene la frecuencia y se obtiene una tasa de 1917 BOPD y 1216 BWPD con un BSW de 38.81% va declinando su producción hasta 961 BOPD y 2285 BOPW con un BSW de 70.40%, en septiembre de 1999. En el intervalo de septiembre 1998 a septiembre 1999 se tiene una tasa promedio de 1321 BOPD. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°3:** En Octubre de 1999 se realiza el WO #2 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar REDA GN 4000/130 etapas/220 HP, se mantiene la frecuencia y se obtiene una tasa de 1052 BOPD y 2365 BWPD con un BSW de 69.21 % va declinando su producción hasta 402 BOPD y 2239 BOPW con un BSW de 84.77%, en marzo de 2002. En el intervalo de octubre de 1999 a marzo de 2002 se tiene una tasa promedio de 819 BOPD. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°4:** En Abril de 2002 se realiza el WO #3 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar REDA GN 5600/180 etapas/450 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 377 BOPD y 1907 BWPD con un BSW de 83.49 %, el siguiente mes se incrementa su frecuencia a 50 Hz y aumenta gradualmente su producción hasta 585 BOPD en junio 2002, de abril a junio de 2002 se tiene una tasa promedio de 520 BOPD, de Julio a noviembre de 2002 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°5:** En Diciembre de 2002 se realiza el WO #4 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centrilift GC 6100/178 etapas/608 HP y se reduce la frecuencia 45 Hz y se obtiene una tasa de 801 BOPD y 3880 BWPD con un BSW de 82.88 %, se va incrementando gradualmente hasta una frecuencia

máxima de 48 Hz va declinando hasta 310 BOPD y 2352 BWPD con un BSW de 88.37% en enero de 2004. En el intervalo de diciembre de 2002 a enero de 2004 se tiene una tasa promedio de 609 BOPD. En febrero de 2004 se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°6:** En Marzo de 2004 se realiza el WO #5 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centrillift GC 6100/178 etapas/608 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz y se obtiene una tasa de 576 BOPD y 3525 BWPD con un BSW de 85.96 %, se va incrementando gradualmente hasta una frecuencia máxima de 60 Hz, va declinando hasta 325 BOPD y 2958 BWPD con un BSW de 90.11% en Octubre 2004 .En el intervalo de marzo a octubre de 2004 se tiene una tasa promedio de 464 BOPD. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°7:** En Noviembre de 2004 se realiza el WO #6 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centrillift GC 6100/178 etapas/608 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz y se obtiene una tasa de 450 BOPD y 3895 BWPD con un BSW de 89.65 %, en los meses siguientes se va incrementando gradualmente hasta una frecuencia máxima de 57 Hz va aumentando la producción hasta 554 BOPD y 5601 BWPD con un BSW de 91.01% en abril de 2006 .En el intervalo de noviembre de 2004 a abril de 2006 se tiene una tasa promedio de 588 BOPD. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°8:** En Mayo de 2006 se realiza el WO #7 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centrillift P-62/142 SSD etapas/532 HP con una frecuencia inicial de 45 Hz y se obtiene una tasa de 535 BOPD y 5396 BWPD con un BSW de 90.98 %, se va incrementando gradualmente hasta una frecuencia máxima de 52 Hz va declinando hasta 430 BOPD y 5032 BWPD con un BSW de 92.13% en enero de 2008 .En el intervalo de mayo de 2006 a enero de 2008 se tiene una tasa promedio de 463 BOPD. Ver gráfico 4.9.

**Interpretación Período N°9:** En Febrero de 2008 se realiza el WO #8 que tuvo como objetivo cambiar BES. Bajar ESP Centurion P-62/141 SSD etapas/550, con una frecuencia inicial de 48 Hz, se obtiene una tasa de 332 BOPD y 4551 BWPD

con un BSW de 93.2 %, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta una máxima de 54 Hz y aumenta gradualmente la producción hasta 428 BOPD y 5664 BWPD con un BSW de 92.98% .En el intervalo de febrero de 2008 a mayo de 2009 se tiene una tasa promedio de 419 BOPD. Ver gráfico **4.9**.

**Interpretación Período N°10:** En Junio de 2009 se realiza el WO #9 que tuvo como objetivo sacar equipo, limpiar el pozo. Completar P-62/141 etapas/550 HP en tubería 3-1/2, con una frecuencia inicial de 54 Hz y se obtiene una tasa de 413 BOPD y 6022 BWPD con un BSW de 93.58 %, se reduce la frecuencia a 47 Hz y se incrementa gradualmente hasta 53 Hz y va declinando hasta la actualidad 261 BOPD y 6280 BWPD con un BSW de 96 % .En el intervalo de junio de 2009 a septiembre de 2012 se tiene una tasa promedio de 354 BOPD. Ver gráfico **4.9**.

Las gráficas **4.10** y **4.11**, indica que el pozo se encuentra con un WOR = 24.02 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos presenta datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada (**NP**) = **3, 163,541 BBLS.**

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **3, 212,696 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR)** = 49,155 al límite económico del WOR 50%.

La gráfica **4.12**, muestra las reservas al límite económico de 50 BOP propuesto por la empresa y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente:

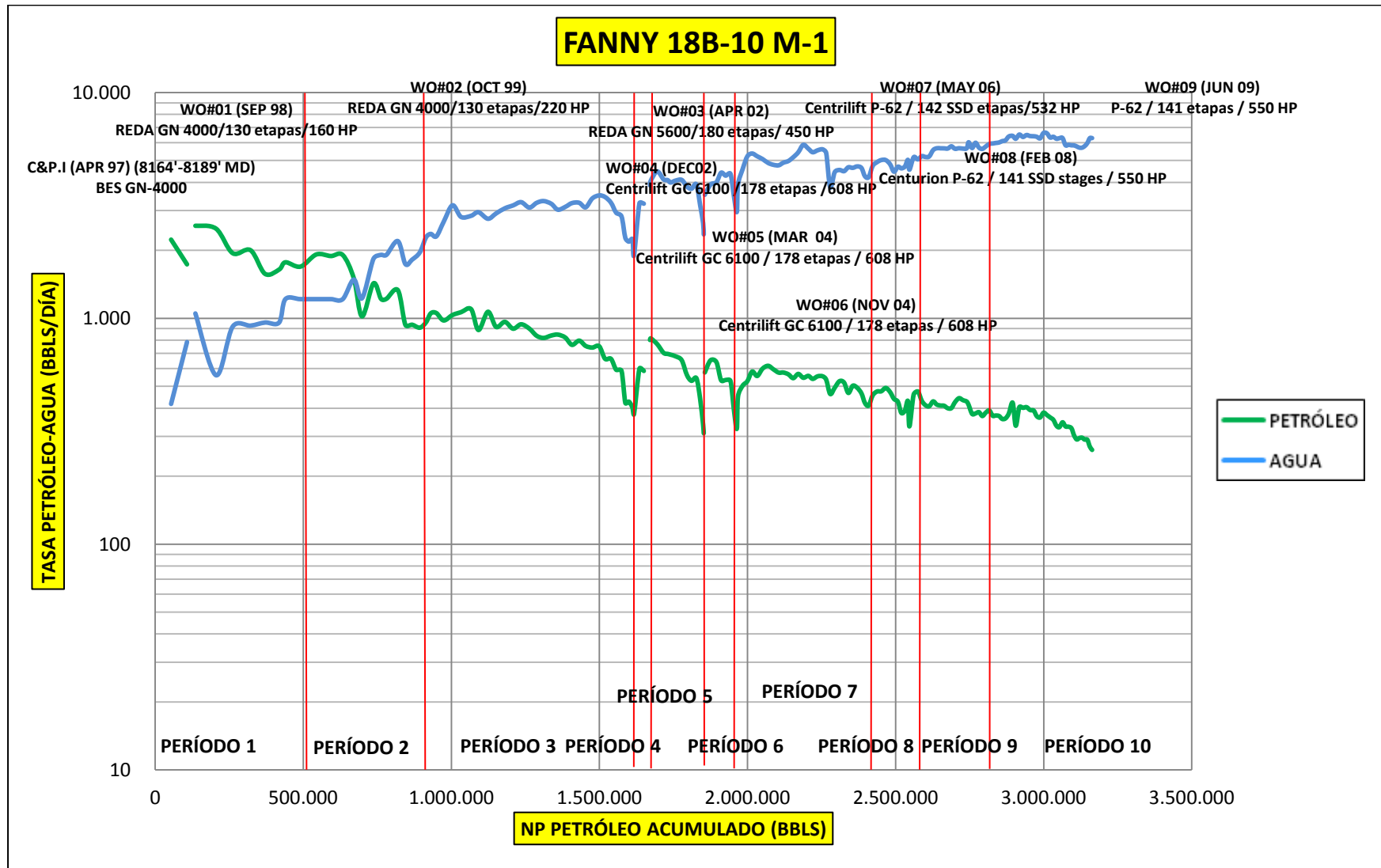
Producción Acumulada (**NP**) = **3, 163,541 BBLS.**

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **3, 863,552 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR)** = 700,010 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $700,010 - 49,155 = 650,855$  BBLS (17,53 %).

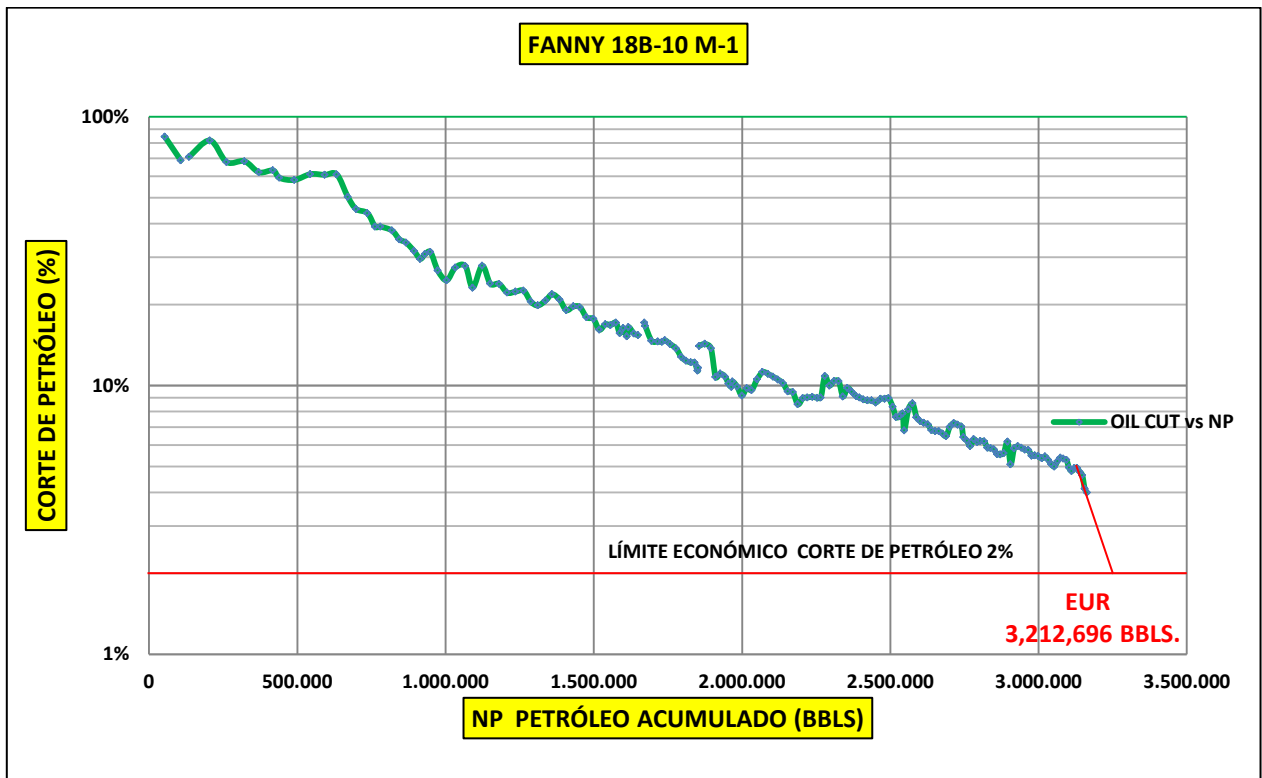
**Gráfico 4.9.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo.



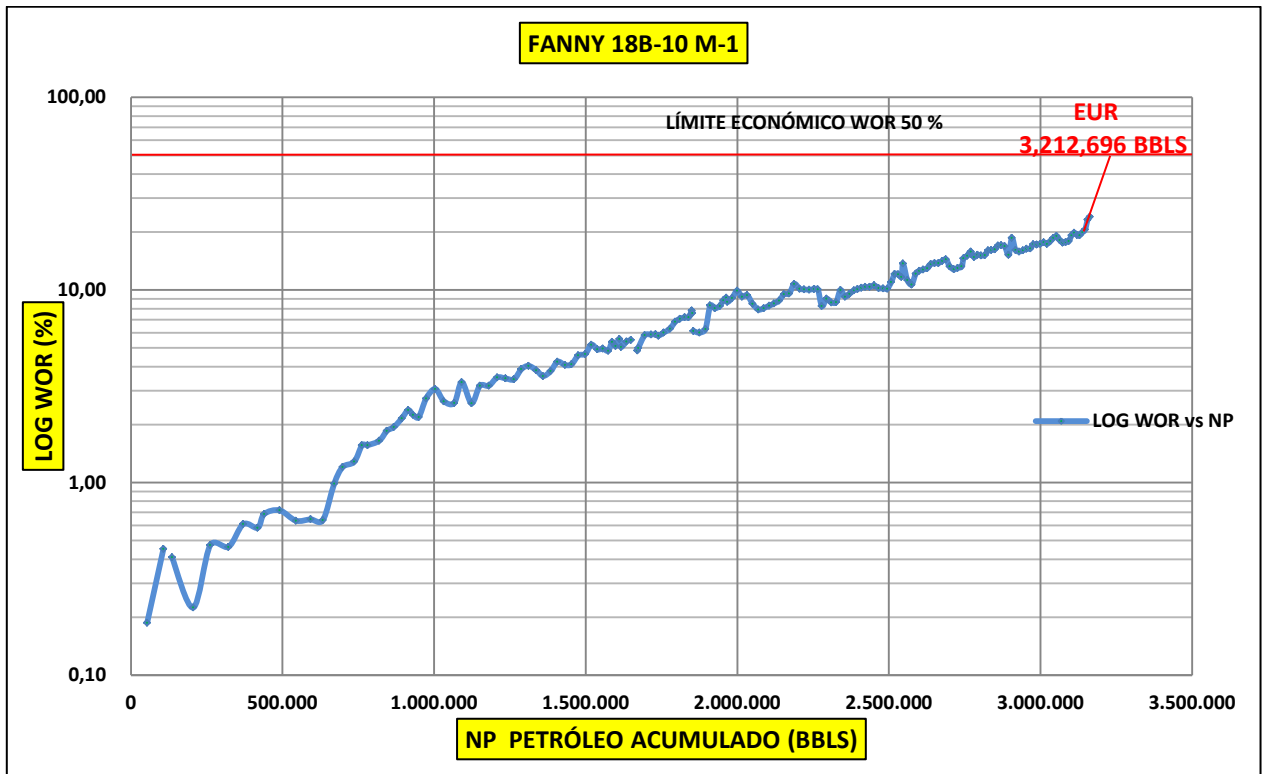
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.10.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



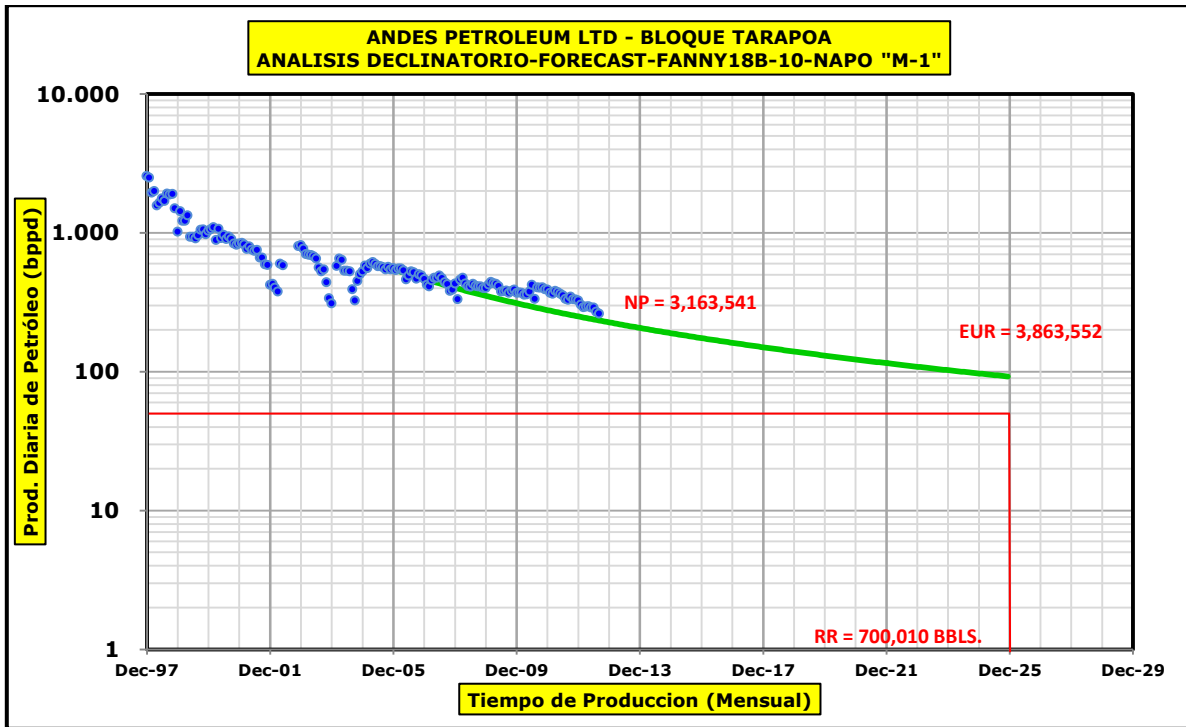
**Gráfico 4.11.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

Gráfico 4.12. Análisis Declinatorio - Forecast.

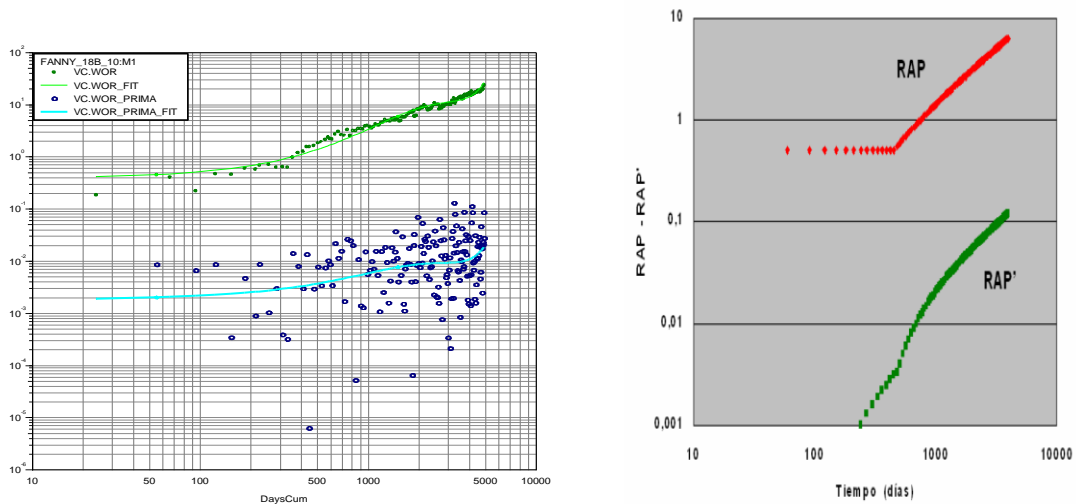


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.13 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado, se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un **BARRIDO NORMAL o CANALIZACIÓN** del yacimiento por efecto del agua.

Gráfico 4.13. RAP-RAP' vs Tiempo.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

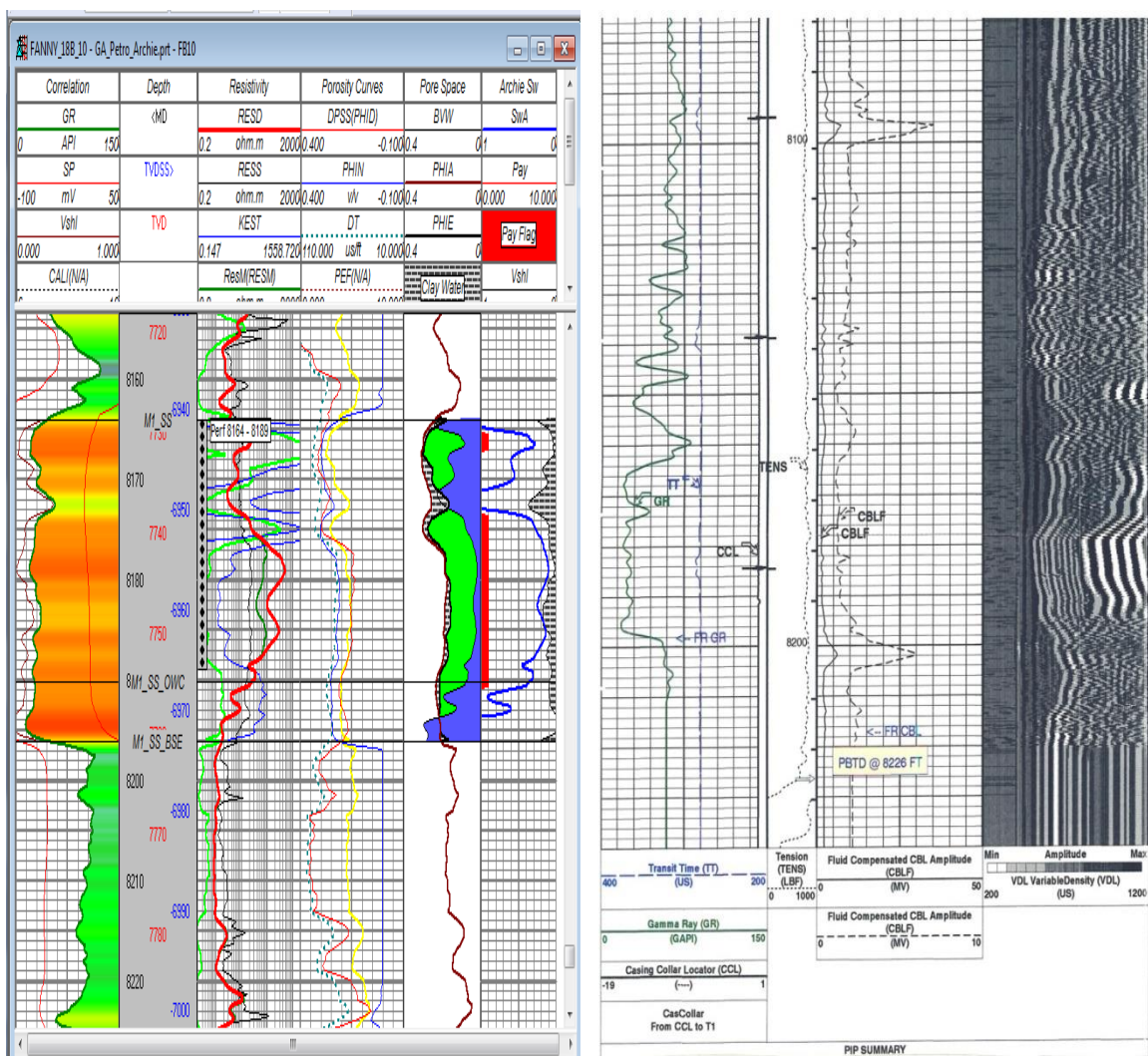
Elaborado por: Oscar Arias.



El registro eléctrico (gráfico 4.14), indica un espesor neto de 18.85 ft, el contacto agua - petróleo se encuentra a 8190 ft (TVD), el intervalo perforado de 8164 ft - 8189 ft (25 ft), se sugiere bajar un sello mecánico o realizar un squeeze para disminuir la producción de agua en la parte inferior de los disparos. La saturación de agua es de  $Sw=0.27$ ,  $\phi=0.18$  y una  $K=2250$  mD.

El registro de cementación (gráfico 4.15), se visualiza un CBLF < 5 mV y un VDL de amplitud bueno lo que nos indica una buena adherencia alrededor del casing, es probable tener problemas de canalización en la parte inferior del intervalo de 8198ft - 8206 ft donde el CBLF > 5 mV.

**Gráfico 4.14. Registro Eléctrico Fanny 18B-10 Gráfico 4.15. Registro Cementación Fanny 18B-10**

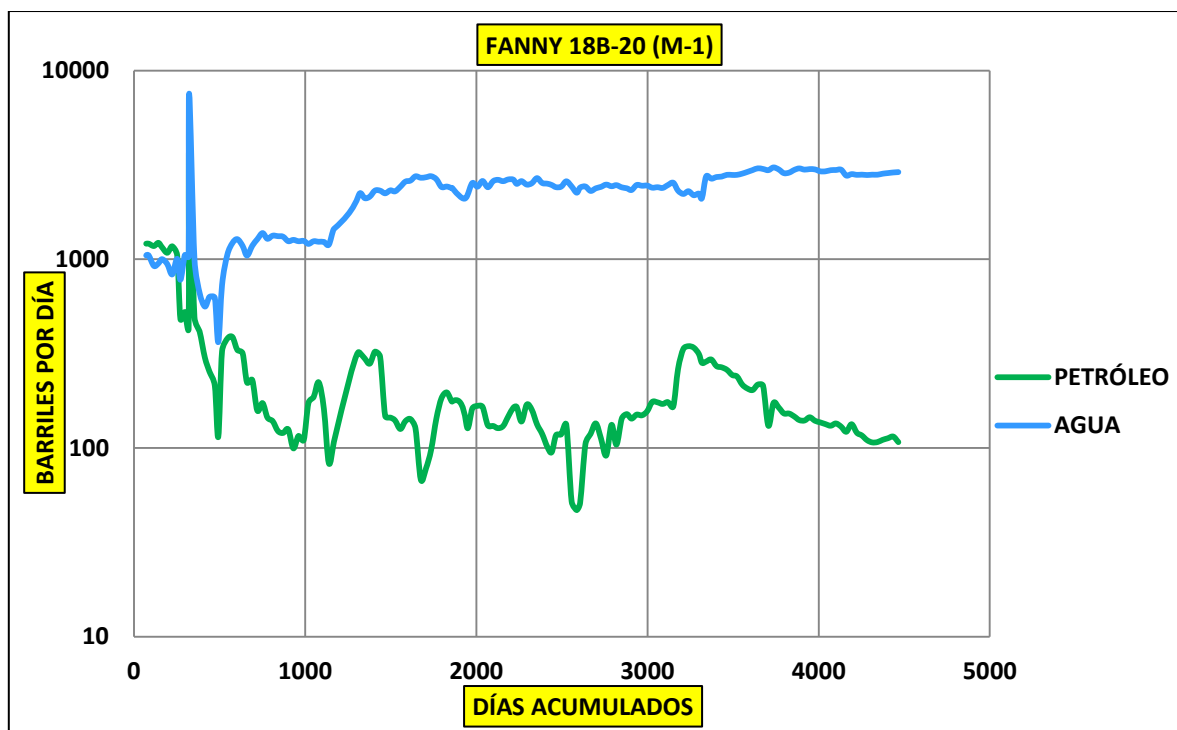


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.3. Pozo Fanny 18B-20 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1129 BOPD y 703 BWPD con un BSW del 38.4% hasta alcanzar su tasa máxima de 3898 BOPD y 7554 BWPD con BSW 66%. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 107 BOPD y 2897 BWPD con un BSW de 96.4 %. Ver gráfico 4.16.

Gráfico 4.16. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Marzo de 1998 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-4000 con una frecuencia inicial de 60 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1129 BOPD y 703 BWPD con un BSW de 38.4% , en el intervalo de Abril a Enero 99 el pozo

permanece cerrado por fallas en el sistema de levantamiento, en febrero de 1999 se lo vuelve abrir y se obtiene la tasa de 1216 BOPD y 891.67 BWPD con BSW 42,3 % , y va declinando hasta 115 BOPD y 364 BWPD con un BSW de 76.1% en agosto de 2000, en el intervalo de febrero de 1999 agosto de 2000 se tiene una tasa promedio de 881 BOPD. Ver gráfico 4.17.

**Interpretación Período N°2:** En Septiembre de 2000 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar DN-1750/226 etapas/220HP, se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 326 BOPD y 730 BWPD con un BSW de 69.2% va declinando su producción hasta 140 BOPD y 1390 BOPW con un BSW de 90.8%, en agosto de 2002. En el intervalo de septiembre 2000 a agosto 2002 se una tasa promedio de 148 BOPD. En septiembre y octubre del 2002 el pozo permanece cerrado y en noviembre del 2002 se lo vuelve abrir y se obtiene una tasa de 137 BOPD y 1442 BWPD con un BSW de 91.3%. De diciembre de 2002 a enero de 2003 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo. En febrero de 2003 se lo vuelve abrir y se obtiene una tasa de 240 BOPD y va declinando hasta 218 BOPD en marzo del mismo año, en abril se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.17.

**Interpretación Período N°3:** En Mayo de 2003 se realiza el WO #2 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-2200/157etapas/266 HP se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 346 BOPD y 1844 BWPD con un BSW de 84.2 % , va declinando hasta 198 BOPD y 2526 BWPD con un BSW de 92.7% en febrero 2005 .En el intervalo de mayo de 2003 a febrero de 2005 se tiene una tasa promedio de 196 BOPD. De marzo a mayo de 2005 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.17.

**Interpretación Período N°4:** En Junio de 2005 se realiza el WO #3 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-2200/157etapas/220HP, se mantiene la frecuencia y se obtiene una tasa de 218 BOPD y 2082 BWPD con un BSW de 90.5 % , incrementa su producción hasta 283 BOPD y 2106 BWPD con un BSW de

88.2% en julio de 2009. En el intervalo de junio de 2005 a julio de 2009 se obtiene una tasa promedio de 158 BOPD. Ver gráfico 4.17.

**Interpretación Período N°5:** En Agosto de 2009 se realiza el WO #4 que tuvo como objetivo sacar equipo, limpiar el pozo. Completar el pozo P-23/136 etapas/380 HP, en tubería de 3-1/2" se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 287 BOPD y 2 750 BWPD con un BSW de 90.6 %, va declinando hasta la actualidad a una tasa de 107 BOPD y 2897 BWPD con un BSW de 96.4%. En el intervalo de agosto de 2009 a septiembre de 2012 se tiene una tasa promedio de 167 BOPD. Ver gráfico 4.17.

Las gráficas 4.18 y 4.19, indica que el pozo se encuentra con WOR = 26.99 % lejos del límite económico propuesto por la empresa (WOR = 50%), además de datos con respecto al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 1, 073,824 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 124,453 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 50,629 BBLS** al límite económico del WOR 50%.

La gráfica 4.20, muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

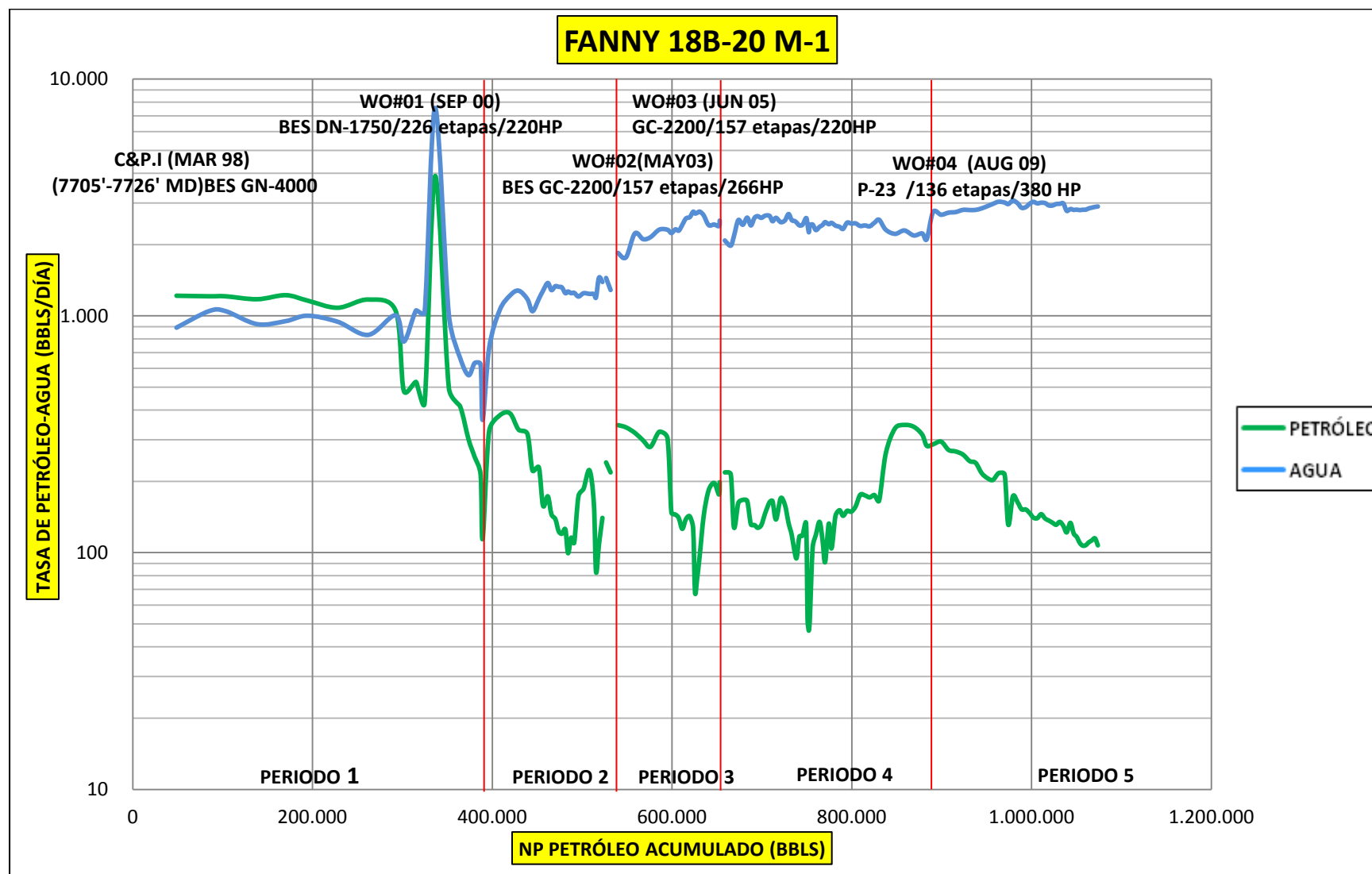
Producción Acumulada **(NP) = 1, 073,824 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 122,902 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 49,078 BBLS** al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $50,629 - 49,078 = 1,551 \text{ BBLS}$  (0,138 %).

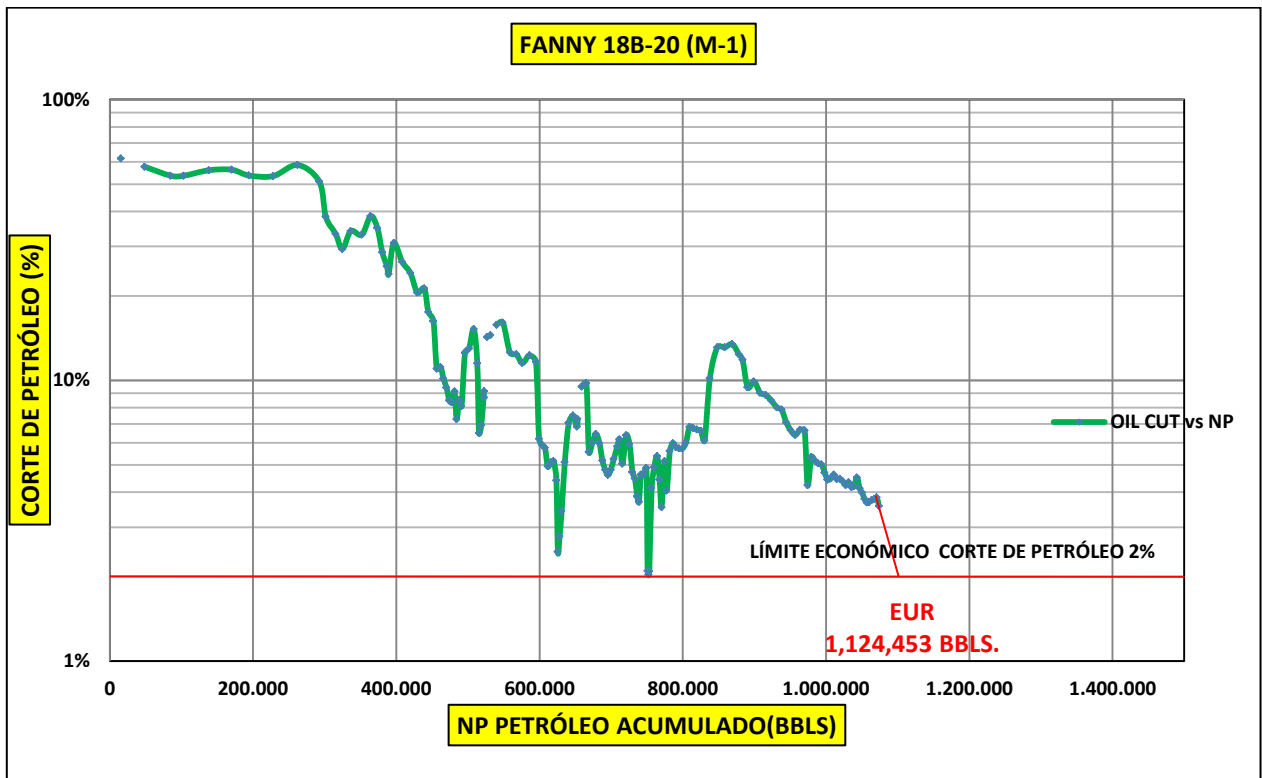
**Gráfico 4.17.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo



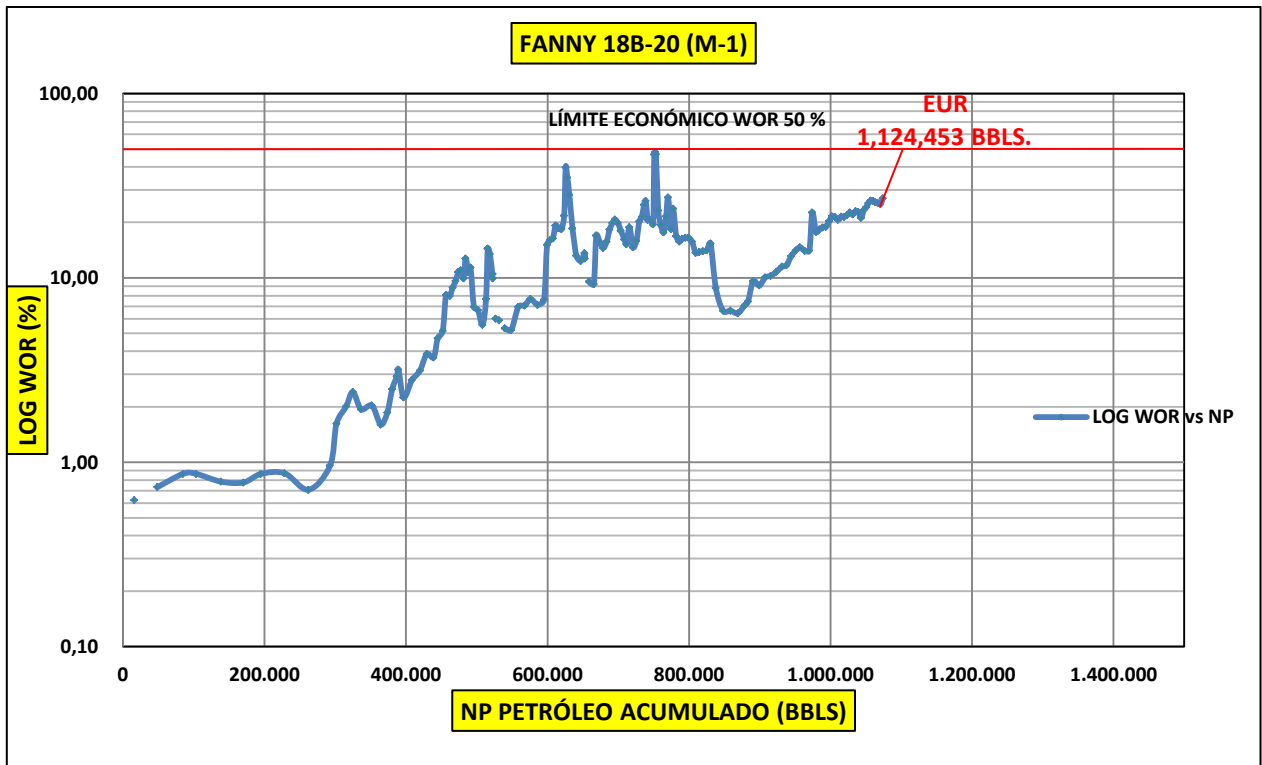
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.18.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



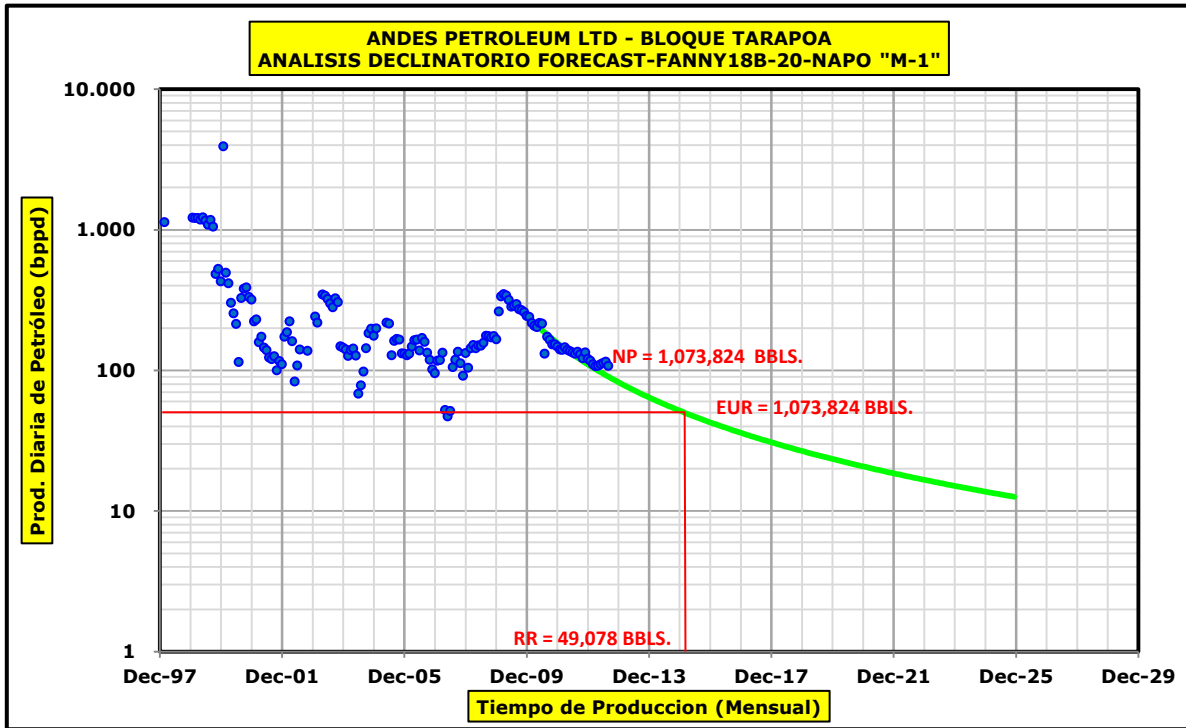
**Gráfico 4.19.** Log WOR vs Producción Acumulada.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

Gráfico 4.20. Análisis Declinatorio - Forecast.

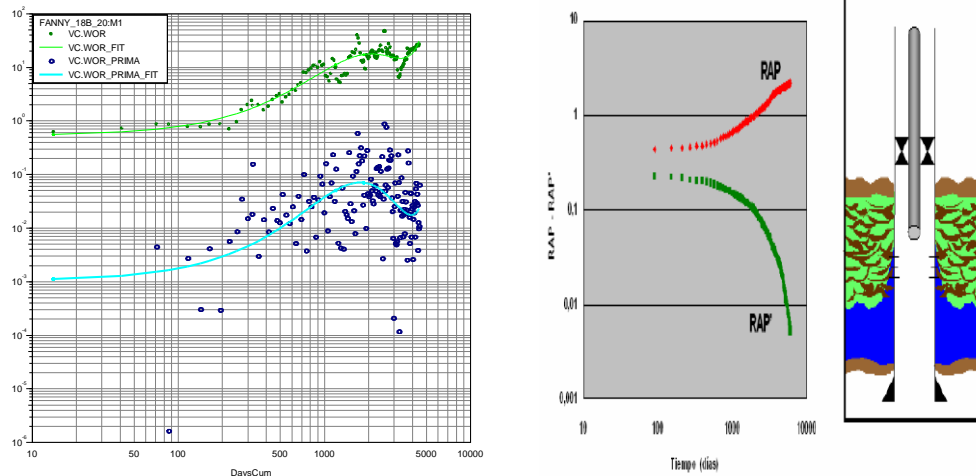


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.21. RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado, se observa que la curva de la derivada (RAP)' disminuye con el tiempo, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un caso de **CONIFICACIÓN**.

Gráfico 4.21. RAP-RAP' vs Tiempo.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

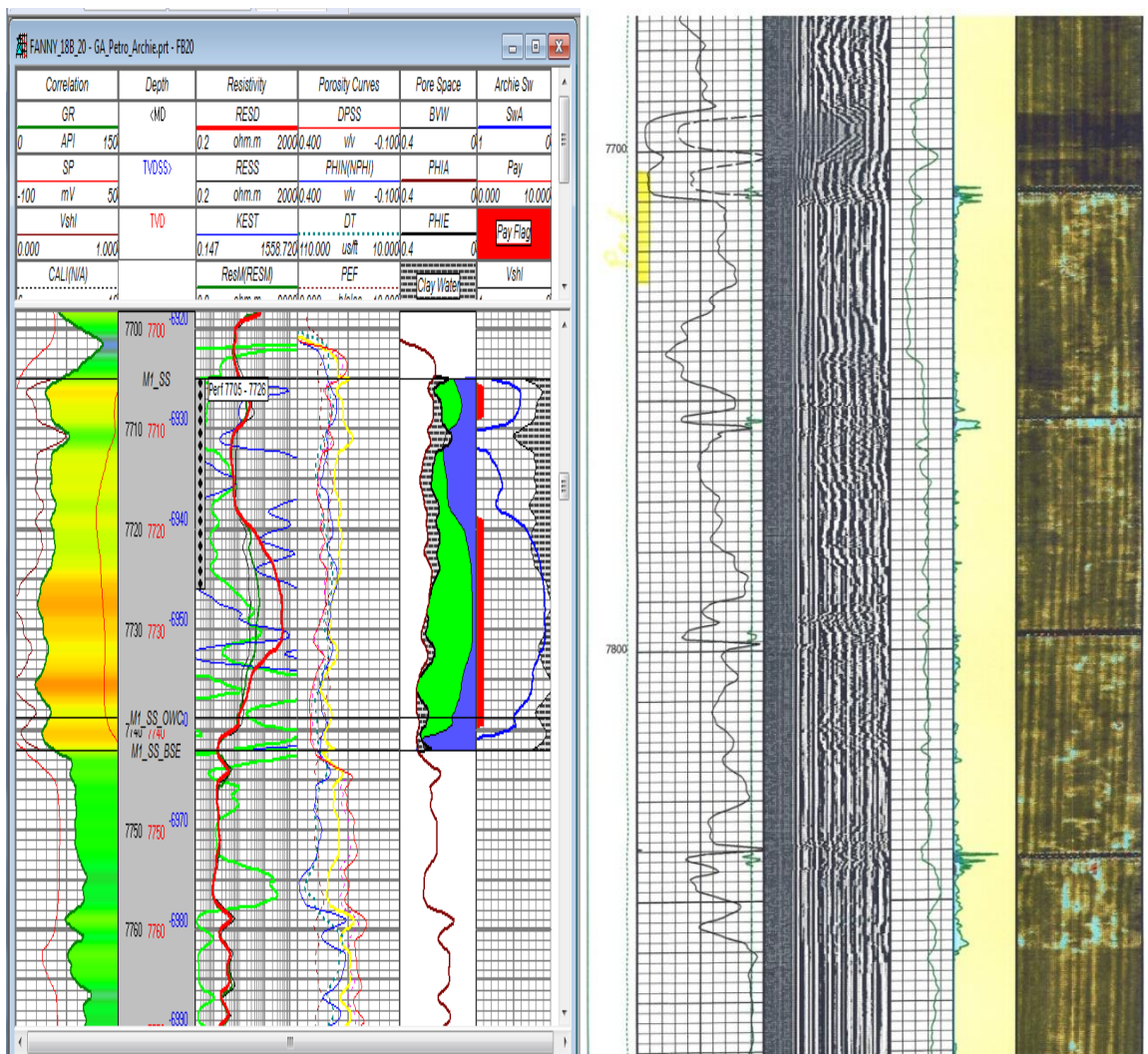
Elaborado por: Oscar Arias.



El registro eléctrico (gráfico 4.22), indica un espesor neto total de 26.5 ft de 2 arenas una de 6 ft y otra de 20.5 ft, el contacto agua - petróleo se encuentra en 7739 ft (TVD), el intervalo perforado está en 7705 ft - 7726 ft (21 ft), La saturación de agua es de  $S_w=0.23$  con una  $\phi=0.26$  y una  $K=1100$  mD.

El registro de cementación (gráfico 4.23), se observa un CBLF > 5 mV, un USIG bueno esto indica una buena adherencia alrededor del casing, se encuentra parcialmente bien cementado, en la parte inferior es probable un problema de canalización.

**Gráfico 4.22. Registro Eléctrico Fanny 18B-20    Gráfico 4.23. Registro Cementación Fanny 18B-20**



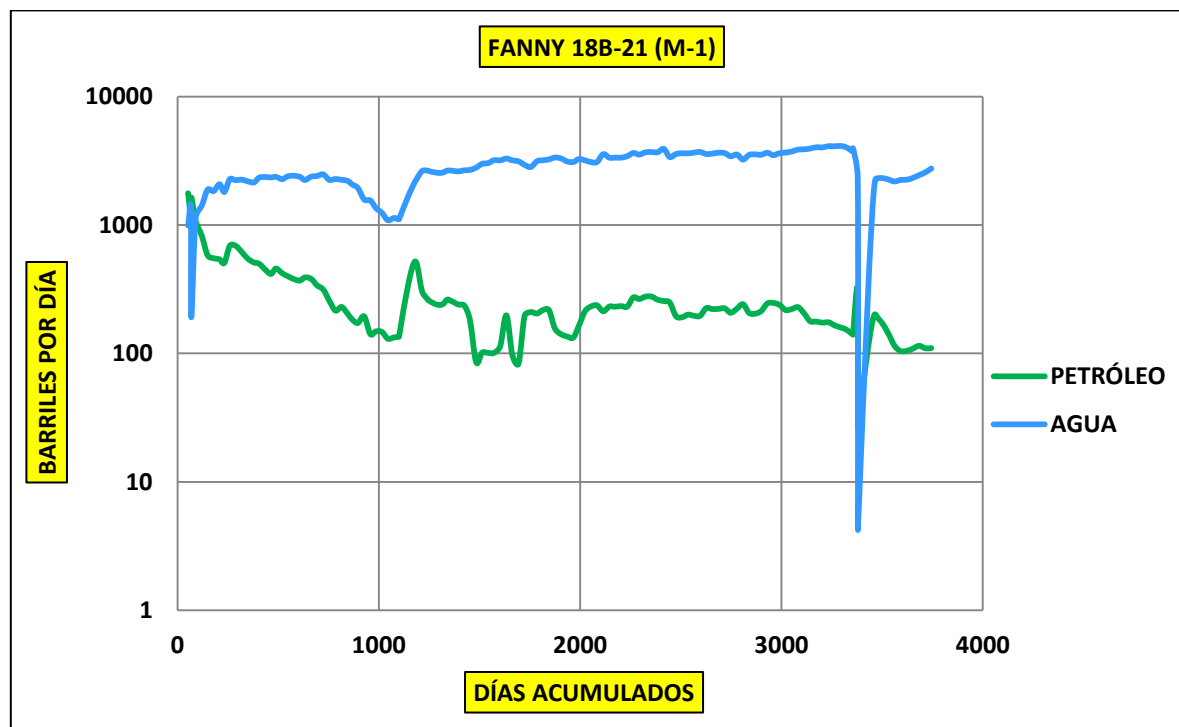
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.



#### 4.1.4. Pozo Fanny 18B-21 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1701 BOPD y 303 BWPD con un BSW del 16.2 % hasta alcanzar su tasa máxima de 1979 BOPD y 991 BWPD con BSW 35.9 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino de la producción de agua tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 110 BOPD y 2754 BWPD con un BSW de 96.16 %. Ver gráfico 4.24.

**Gráfico 4.24.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Abril de 1998 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-4000/124 etapas/200HP, con una frecuencia inicial de 58 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1701 BOPD y 330 BWPD un BSW de 16.4% , en el intervalo de mayo a julio 98 el pozo

permanece cerrado por fallas en el sistema de levantamiento, en agosto de 1998 se lo vuelve abrir y se obtiene la tasa de 1979 BOPD y 560 BWPD con BSW 77,94 %, en septiembre se cierra el pozo por fallas en el equipo de levantamiento y se lo vuelve abrir en octubre de 1998 y se tiene una tasa de 989 BOPD y 1228 BWPD con un BSW de 55.4% y va aumentando hasta 1000 BOPD y 1228 BWPD con un BSW de 56.11%. En el intervalo de octubre a diciembre de 1998 se tiene una tasa promedio de 881 BOPD 996 BOPD. En el intervalo de enero a febrero de 1999 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°2:** En Marzo de 1999 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GN-4000/124 etapas/200HP, se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 1769 BOPD y 991 BWPD con un BSW de 35.91%. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°3:** En Abril de 1999 se realiza el WO #2 que tuvo como objetivo cambiar BES, realizar gravel pack y bajar BES GN-4000/124 etapas/200HP, se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 1769 BOPD y 991 BWPD con un BSW de 35.91% y va declinando hasta 1095 BOPD y 1397 BWPD con un BSW de 56.07% en mayo 1999, en el intervalo de abril a mayo de 1999 se obtiene una tasa promedio de 1432 BOPD. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°4:** En Junio de 1999 se realiza el WO #3 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-4100/117 etapas/304HP, se mantiene la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 1639 BOPD y 191 BWPD con un BSW de 10.44% y va declinando hasta 137 BOPD y 1177 BWPD con un BSW de 89.55% en julio 2002, en el intervalo de junio de 1999 a julio 2002 se obtiene una tasa promedio de 433 BOPD, en el intervalo de agosto a diciembre de 2002 se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°5:** En Enero de 2003 se realiza el WO #4 que tuvo como objetivo cambiar BES, realizar limpieza de gravel pack usando coiled tubing y bajar BES GC-4100/136 etapas/304HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 555 BOPD y 1141 BWPD con un BSW de 67.25%, se va

incrementando gradualmente hasta una frecuencia máxima de 57 Hz y va declinando hasta 220 BOPD y 2562 BWPD con un BSW de 92.08%, en junio 2003, en el intervalo de enero a junio de 2003 se obtiene una tasa promedio de 403 BOPD. En julio se cierra el pozo y se lo vuelve abrir agosto de 2003 y se obtiene una tasa de 172 BOPD y 2380 BWPD con un BSW de 93.25%, y va declinando hasta 140 BOPD y 3944 BWPD con un BSW de 96.57%, en el intervalo de agosto de 2003 a junio 2009 se obtiene una tasa promedio de 181 BOPD, en el intervalo de junio de 2009 a junio de 2010 el pozo permanece cerrado por alto corte de agua. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°6:** En Julio de 2009 se realiza el WO #5 que tuvo como objetivo sacar BES, limpiar hasta tocar arena @ 8,500.66' MD (PBTD @ 8607' MD). Existen 106.34' de arena. Trata de limpiar sin éxito. Bajan tubería de matado, en el intervalo de junio de 2009 a junio de 2010 el pozo permanece cerrado por fallas el trabajo de reacondicionamiento en el pozo. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°6:** En Julio de 2010 se realiza el WO #6 que tuvo como objetivo sacar BES, limpiar hasta tocar arena @ 8847' MD. Limpian con BHA y luego Coiled Tubing @ 8735' MD. Baja BES P47/145 etapas/608 HP, en tubería 3-1/2", se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 314 BOPD y 2329 BWPD con un BSW de 88.13% y va declinando hasta 26 BOPD y 4 BWPD con un BSW de 13.79% en agosto de 2011, en el intervalo de agosto de 2010 a agosto de se obtiene una tasa promedio de 26 BOPD. En septiembre de 2010 se cierra el por baja producción y fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico **4.25**.

**Interpretación Período N°7:** En Octubre de 2011 se realiza el WO #7 que tuvo como objetivo recuperar ESP: P-47/ 45 etapas /608 HP, limpiar gravel pack con HCL + CTU. Bajan ESP: P-62/112 etapas/ 80 HP, se incrementa la frecuencia a 47 Hz y se obtiene una tasa de 369 BOPD y 2004 BWPD con un BSW de 84.45%, se incrementa gradualmente hasta una frecuencia máxima de 49 Hz y va declinando hasta 110 BOPD y 2754 BWPD con un BSW de 96.16% en la

actualidad, en el intervalo de octubre de 2011 a septiembre de se obtiene una tasa promedio de 158 BOPD. Ver gráfico **4.25**.

Las gráficas **4.26** y **4.27**, indica que el pozo se encuentra con un WOR = 25 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además de datos respecto al comportamiento de declinación del reservorio:

**Producción Acumulada (NP) = 1, 040,731 BBLS.**

**Recuperación Final Estimada (EUR)= 1, 082,094 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 41,363 BBLS al límite económico del WOR 50%.**

La gráfica **4.28** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

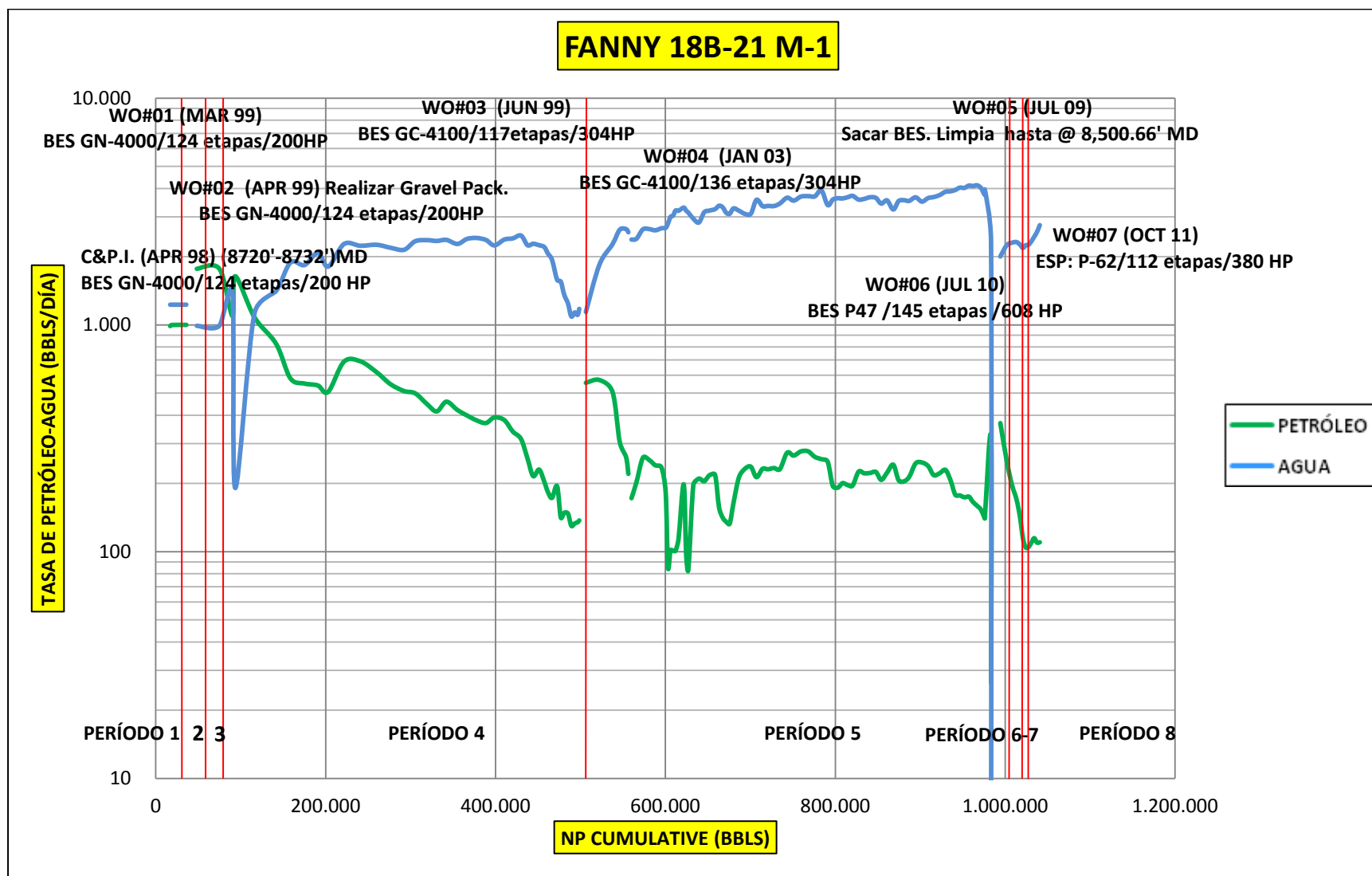
**Producción Acumulada (NP) = 1, 040,731 BBLS.**

**Recuperación Final Estimada (EUR)= 1, 094,711 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 53,979 BBLS al límite económico de 50 BOPD.**

**Diferencia:  $53,979 - 41,343 = 12,636$  BBLS (1,15 %).**

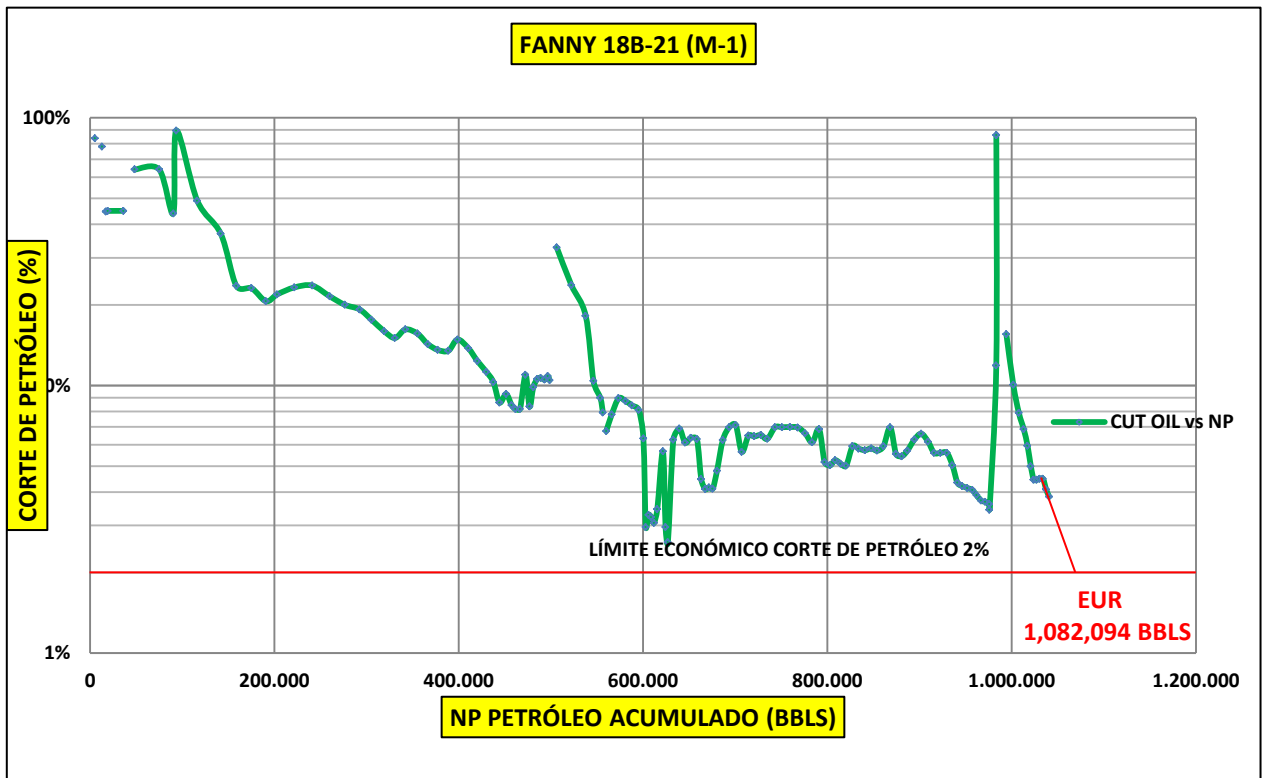
**Gráfico 4.25.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo.



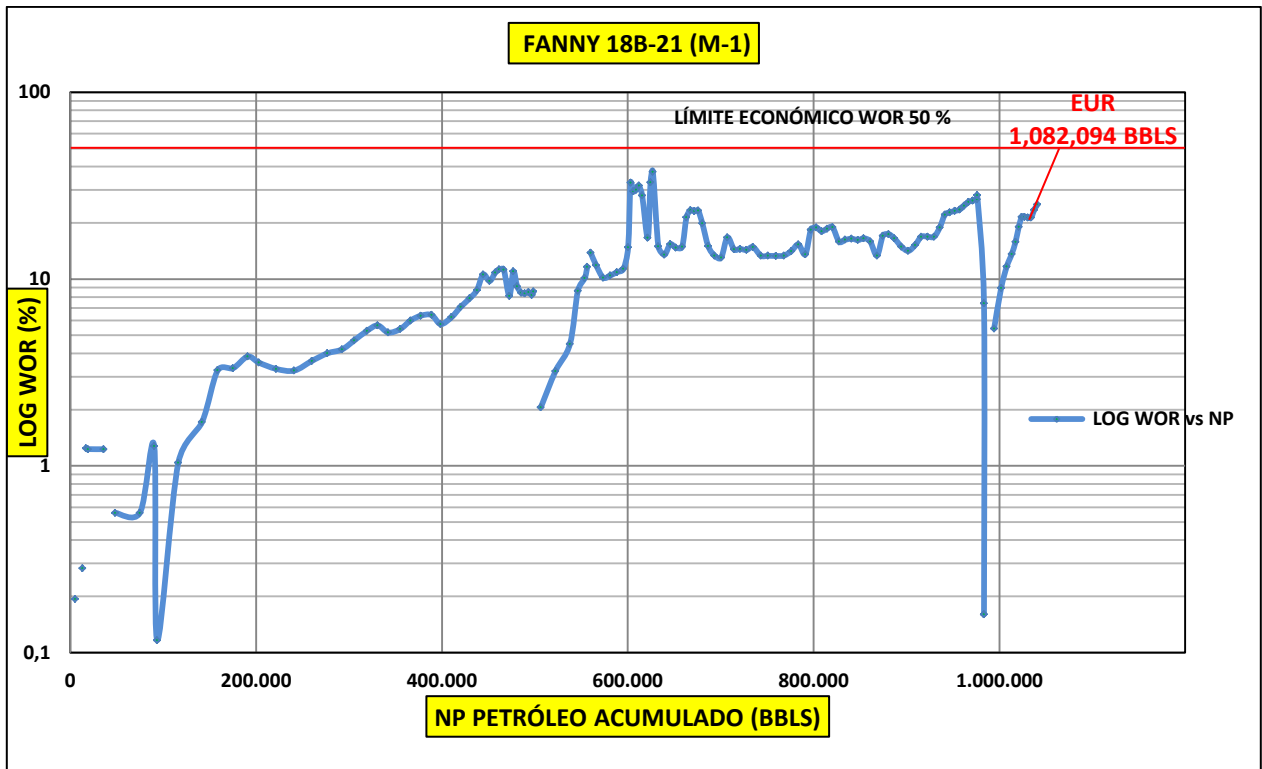
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.26.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



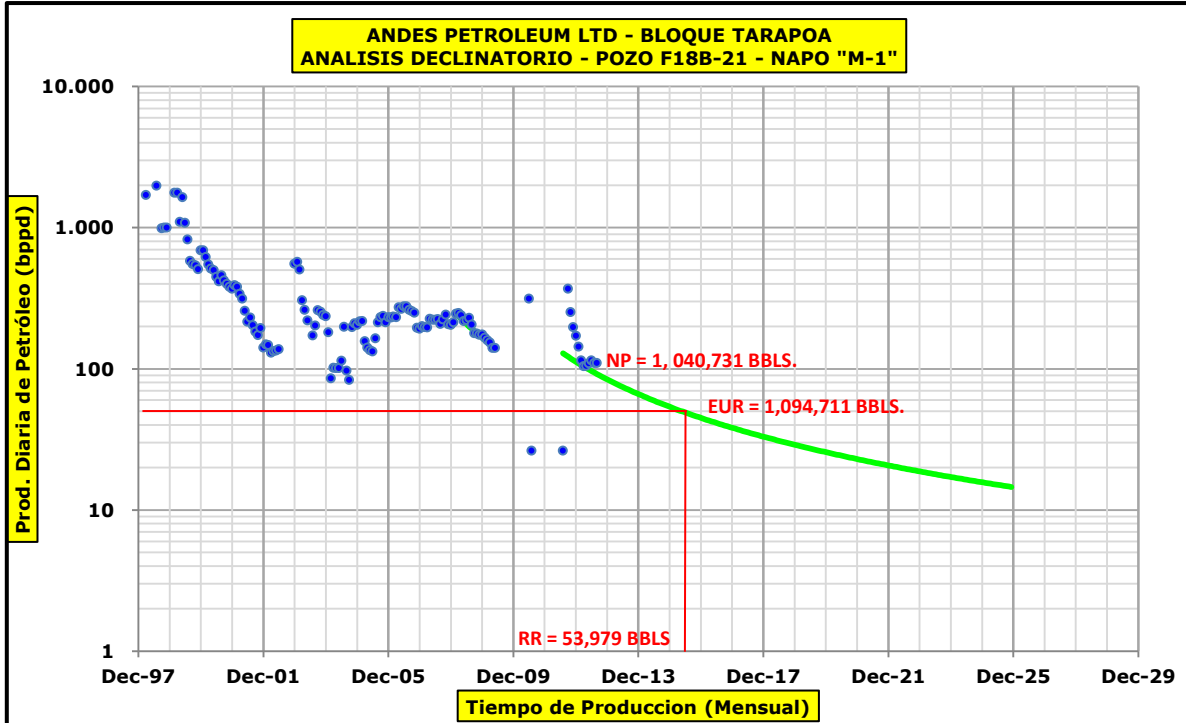
**Gráfico 4.27** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

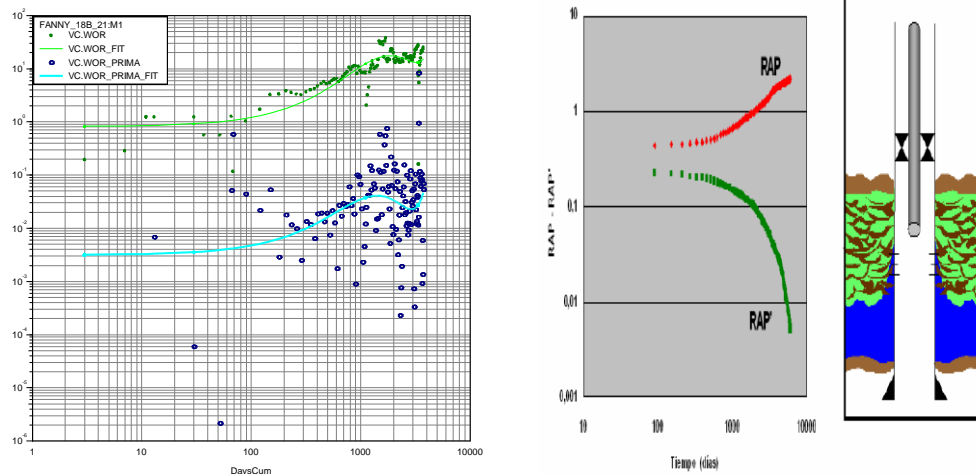
Gráfico 4.28. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.29 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa que la curva de la derivada (RAP) disminuye con el tiempo, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un caso de **CONIFICACIÓN O CANALIZACIÓN**.

Gráfico 4.29. RAP-RAP' vs Tiempo.



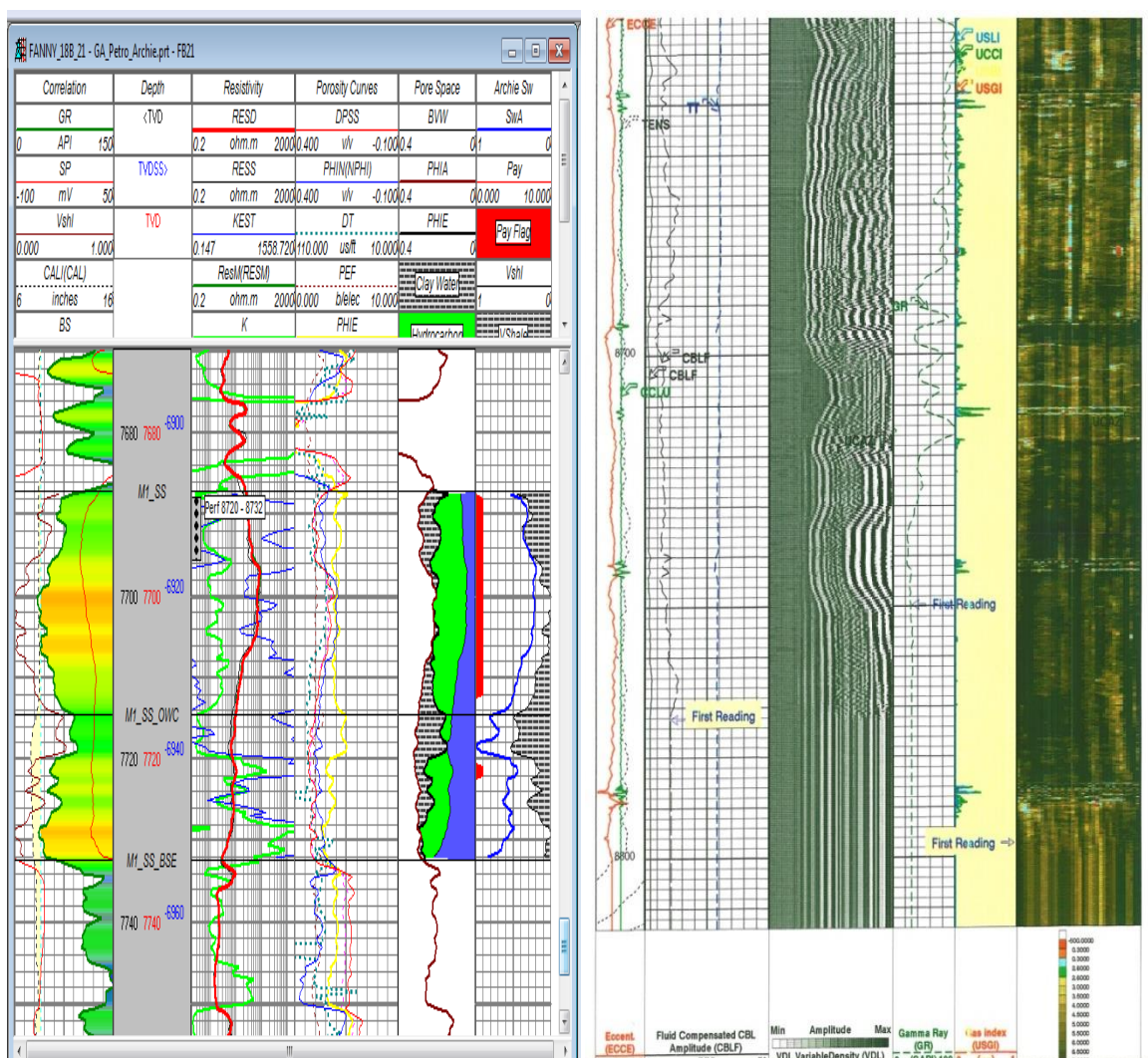
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registros eléctrico (gráfico 4.30), indica un espesor neto de 46.5 ft, el contacto agua - petróleo se encuentra en 7712' (TVD), el intervalo perforado se encuentra en el intervalo de 8720' - 8732' (MD) (12'), La saturación de agua es de  $Sw=0.32$  con una  $\phi=0.22$  y una  $K=1220$  mD.

El registro de cementación (gráfico 4.31) se visualiza un CBLF > 5 mV y USGI bueno, esto muestra que el pozo se encuentra parcialmente bien cementado, pero en la parte inferior del intervalo perforado, es bastante probable una canalización detrás del casing.

**Gráfico 4.30.Registro Eléctrico Fanny 18B-21      Gráfico 4.31. Registro Cementación Fanny 18B-21**



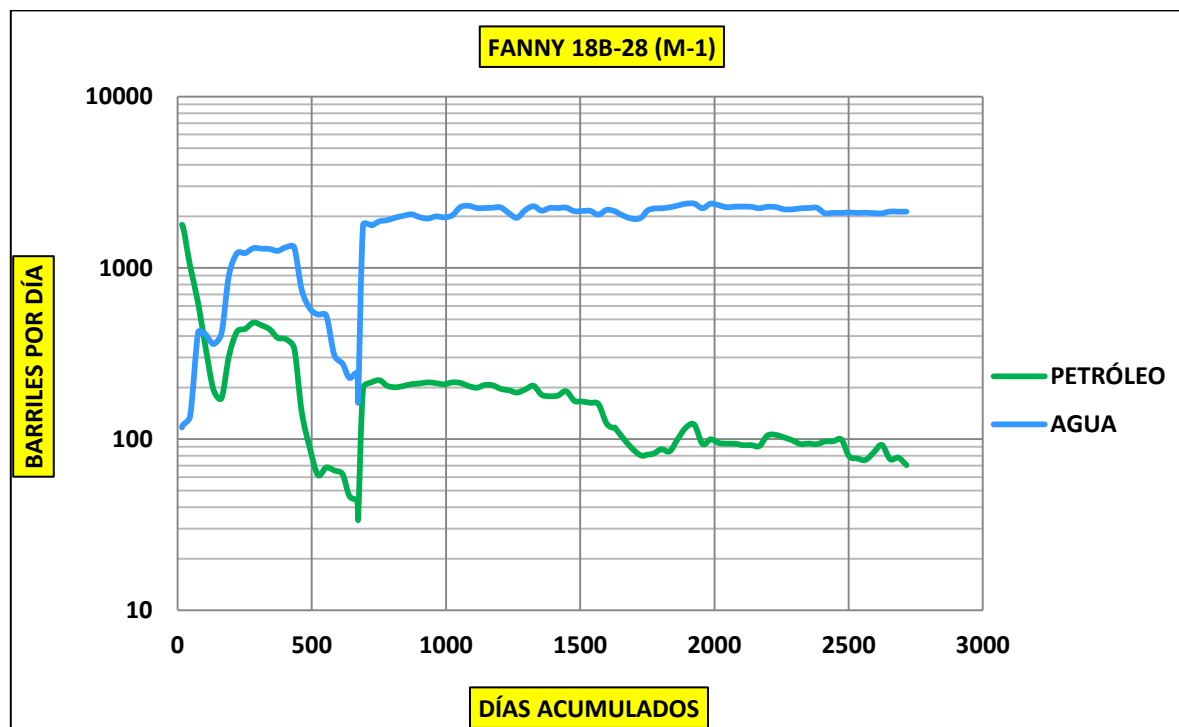
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.



#### 4.1.5. Pozo Fanny 18B-28 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 991 BOPD y 54 BWPD con un BSW del 5.2 % hasta alcanzar su tasa máxima de 1784 BOPD y 117 BWPD con BSW 6.15 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 70 BOPD y 2129 BWPD con un BSW de 96.8 %. Ver gráfico 4.32.

**Gráfico 4.32.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**b) Interpretación Período N°1:** En Octubre de 2003 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GC-2900/178etapas/304 HP. Completar con gravel pack, con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 991 BOPD y 54 BWPD un BSW de 5.20%, se va

incrementando gradualmente la frecuencia hasta 49 Hz y va declinando su producción hasta 173 BOPD y 415 BWPD con un BSW de 70.54% en abril de 2004, en el intervalo de octubre de 2003 a abril de 2004 se obtiene una tasa promedio de 774 BOPD. Ver gráfico 4.33.

**Interpretación Período N°2:** En Mayo de 2004 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar BES, realizar limpieza del ensamblaje de gravel pack usando coiled tubing. Bajar BES GC-2900/224 etapas/304 HP, se reduce la frecuencia 45 Hz, se obtiene una tasa de 304 BOPD y 900 BWPD con un BSW de 74.78 %, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 50 Hz y va declinando su producción hasta 34 BOPD y 169 BOPW con un BSW de 83.06% en octubre de 2005. En el intervalo de mayo de 2004 a en octubre de 2005 se obtiene una tasa promedio de 237 BOPD. Ver gráfico 4.33.

**Interpretación Período N°3:** En Noviembre de 2005 realiza el WO #2 que tuvo como objetivo sacar BES y gravel pack, realizar squeeze, re-disparar el intervalo 8,155'- 8,165' MD y bajar ESP P-21SSD/131etapas/228 HP, se reduce la frecuencia 45 Hz y se obtiene una tasa de 198 BOPD y 1781 BWPD con un BSW de 90.91 % , se va incrementando la frecuencia gradualmente hasta 52 Hz y alcanza su tasa máxima en este intervalo de 214 BOPD y 1940 BWPD con un BSW de 90.05% y va declinando su producción hasta 117 BOPD y 2144 BOPW con un BSW de 94.83 % en junio 2008. En el intervalo de noviembre de 2005 a junio de 2008 se obtiene una tasa promedio de 186 BOPD. Ver gráfico 4.33.

**Interpretación Período N°4:** En Noviembre de 2008 realiza el WO #3 las operaciones fueron suspendidas por falta de capacidad de pulling unit, que tuvo como objetivo sacar BES, gravel pack, realizar squeeze, re-disparar el intervalo 8,155'- 8,165' MD+ Bajar ESP P-21 SSD/131 etapas /228 HP, se mantiene la frecuencia y se obtiene una tasa de 198 BOPD y 1781 BWPD con un BSW de 90.91 % hasta alcanzar su tasa máxima en este intervalo de 214 BOPD y 1940 BWPD con un BSW de 90.05% y va declinando su producción hasta 129 BOPD y 2115 BOPW con un BSW de 94.26 % en julio 2008. En el intervalo de noviembre

de 2005 a julio de 2008 se obtiene una tasa promedio de 190 BOPD. De agosto de 2009 a octubre de 2009 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo. Ver gráfico 4.33.

**Alcance de Interpretación Período N°4:** En Noviembre de 2009 realiza el WO #3 que tuvo como objetivo sacar el equipo, limpiar el pozo y completar ESP P-23/63 etapas/152 HP, en tubería de 3-1/2", se aumenta la frecuencia a 54 Hz y se obtiene una tasa de 100 BOPD y 1896 BWPD con un BSW de 94.97 % y va declinando su producción hasta 70 BOPD y 2129 BWPD con un BSW de 96.80 % en la actualidad. En el intervalo de noviembre de 2009 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 92 BOPD. Ver gráfico 4.33.

Las gráficas 4.34 y 4.35, indica que el pozo se encuentra con un WOR= 30.22 % lejos del límite económico propuesto por la empresa (WOR = 50%), además nos indica datos respecto al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 504,928 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 512,856 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 7,928 BBLS** al límite económico del WOR 50%.

La gráfica 4.36 muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

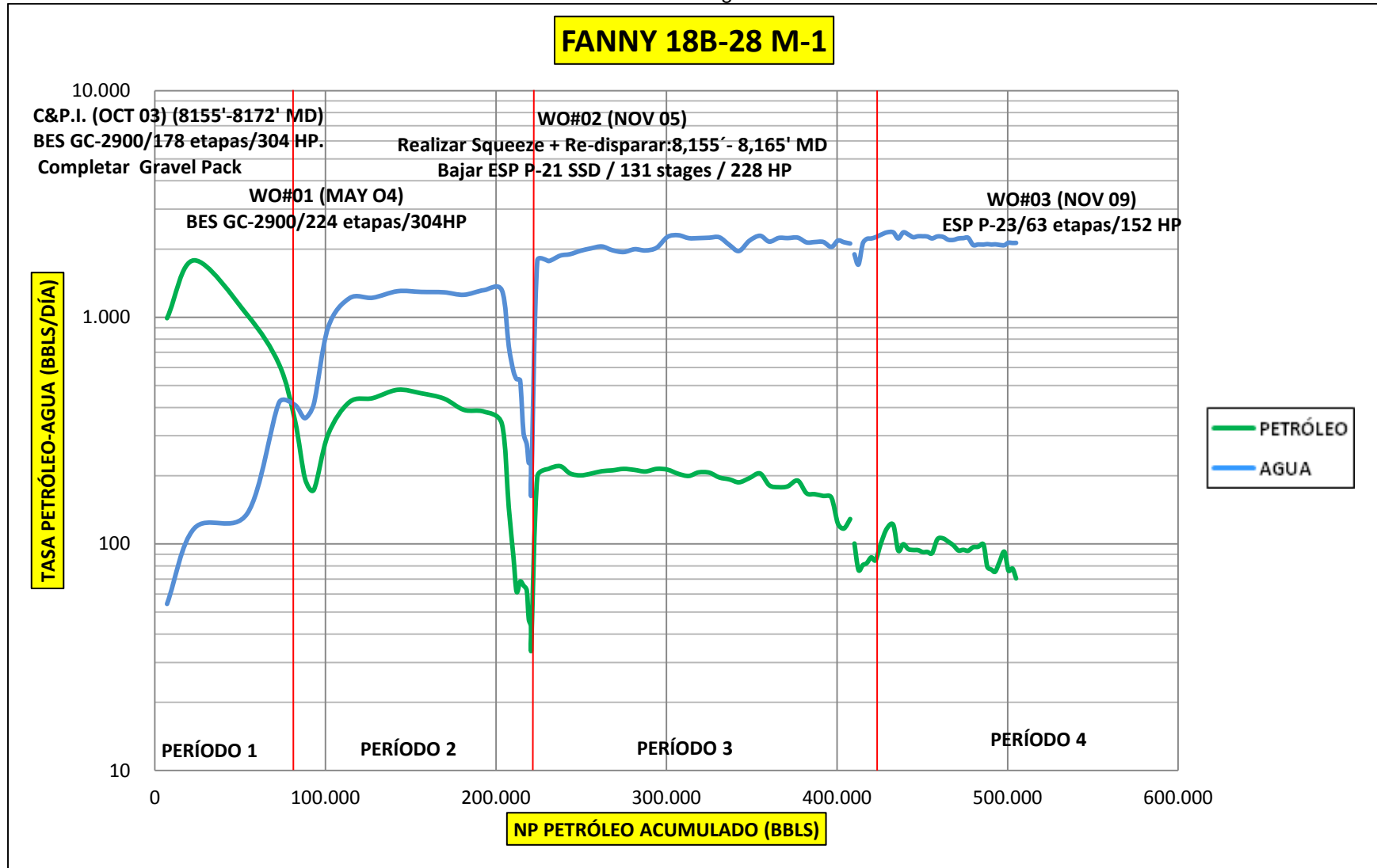
Producción Acumulada **(NP) = 504,928 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 754,791 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 249,793 BBLS** al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $249,793 - 7,928 = 241,865$  BBLS (32 %).

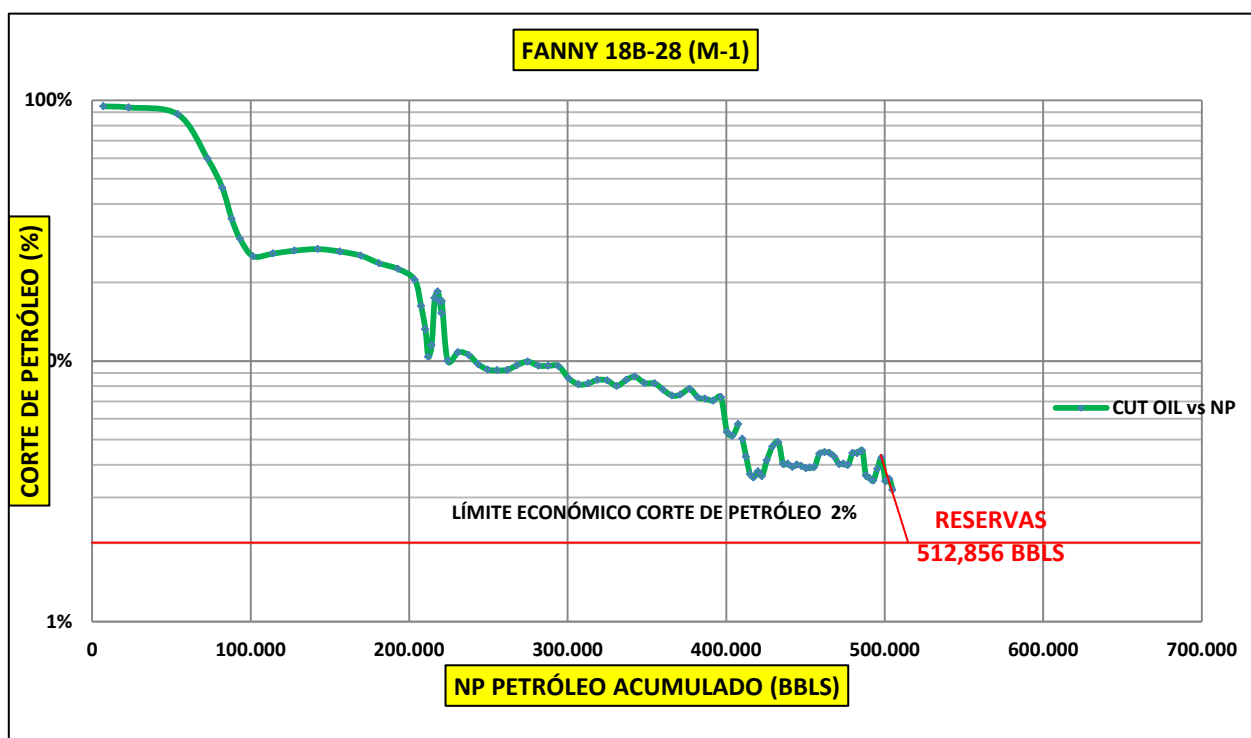
**Gráfico 4.33. Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo**



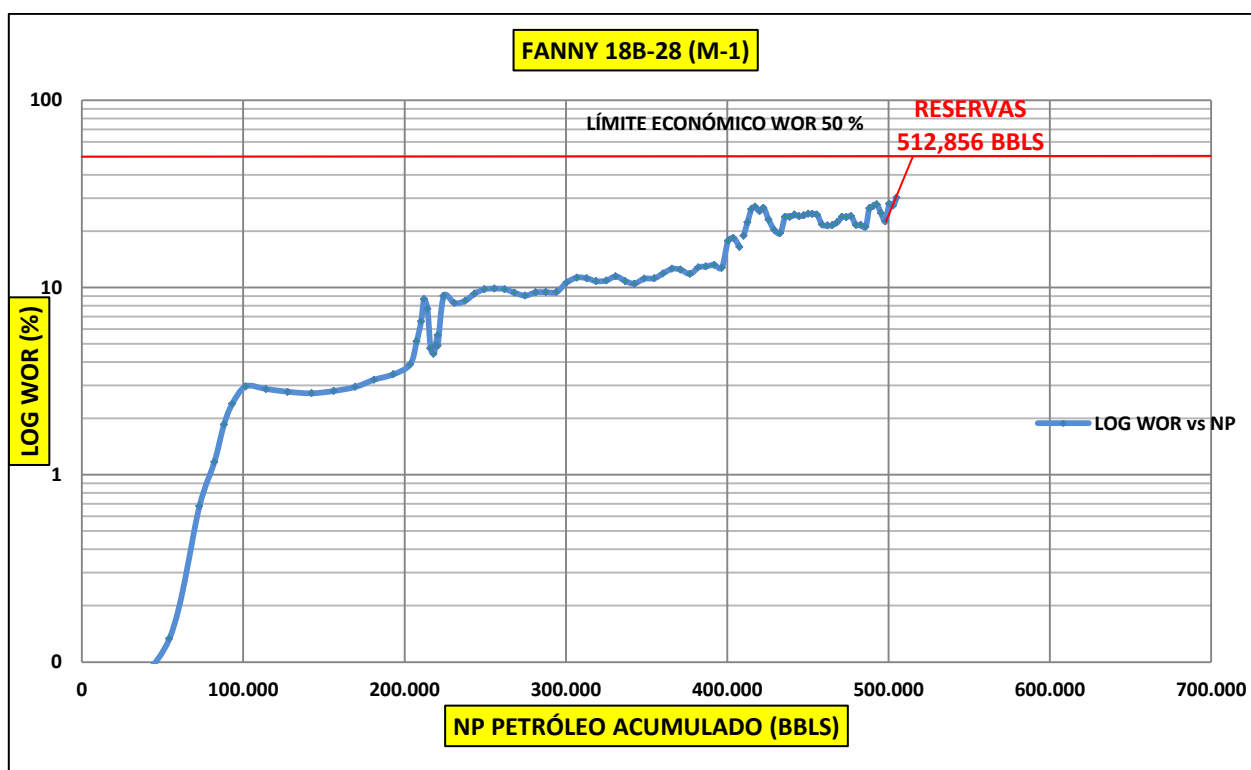
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.34.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



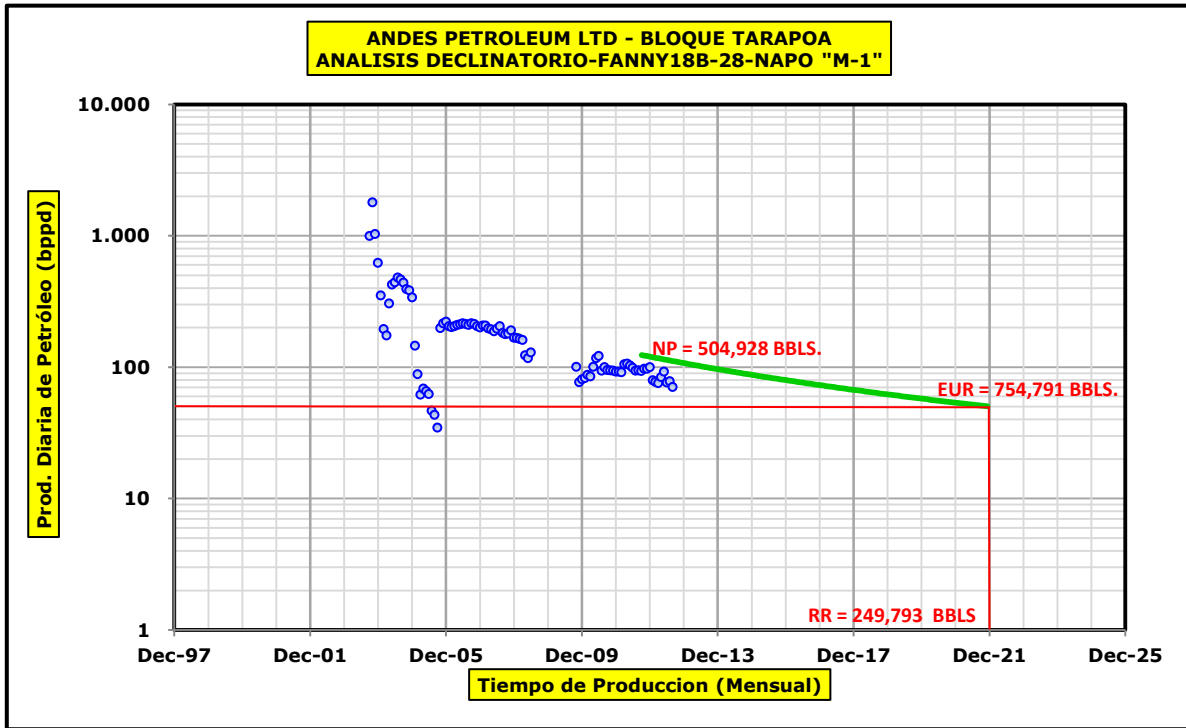
**Gráfico 4.35.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

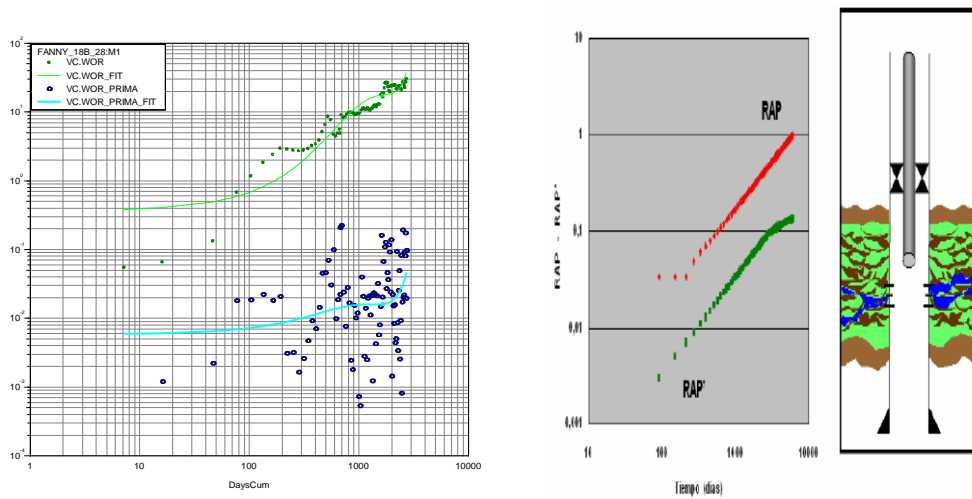
Gráfico 4.36. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.37 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O ADEDAMIENTO**.

Gráfico 4.37. RAP-RAP' vs Tiempo.



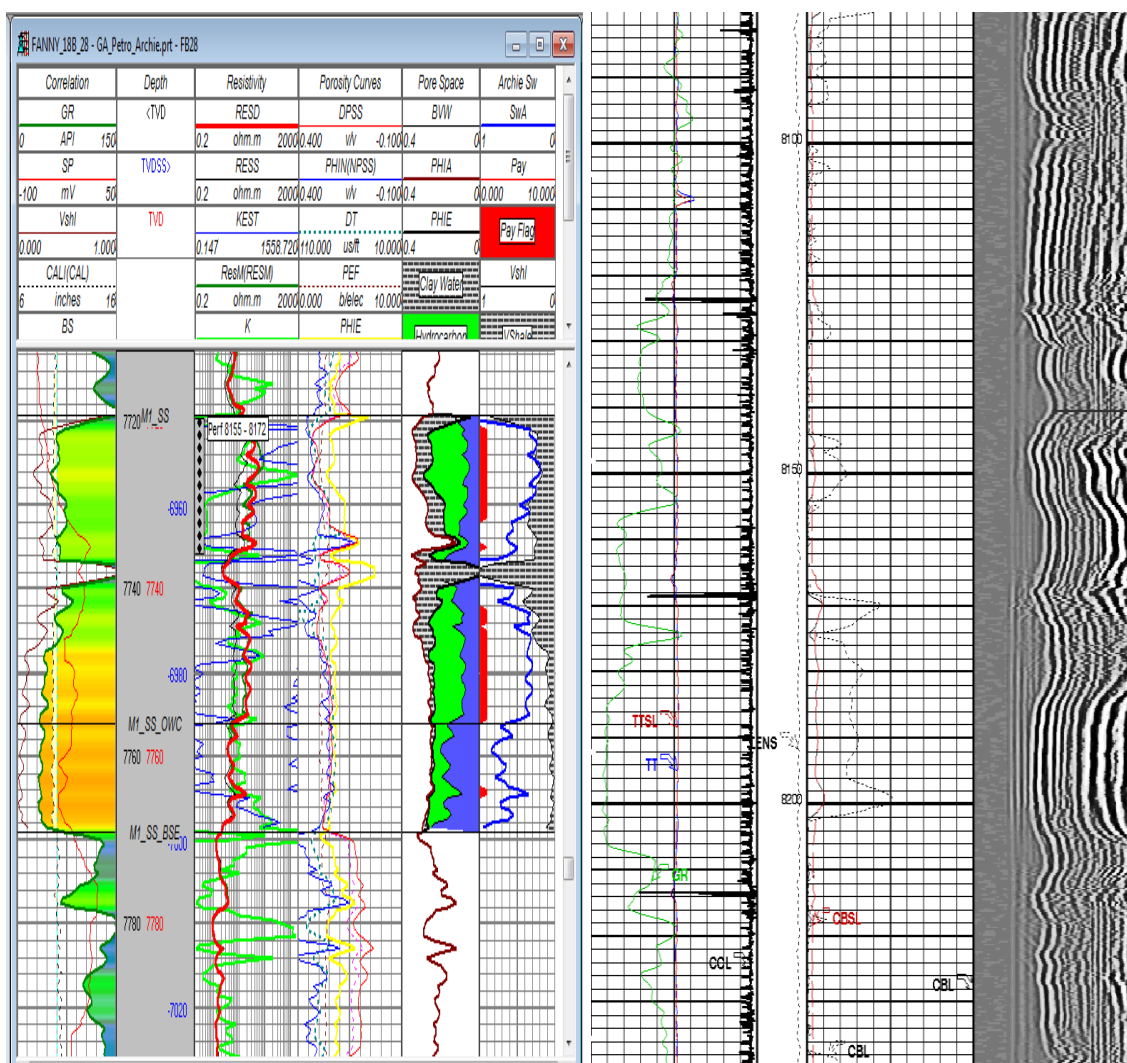
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro eléctrico (gráfico 4.38), indica un espesor neto total de 26' dividida en 2 arenas productoras de 11 ft y otra 15 ft las 2 separadas por una arcilla intercalada de 4 ft con una permeabilidad estimada de  $K = 3300$  mD, el contacto agua-petróleo se encuentra a 7756' en (TVD), el intervalo perforado está en 8155' - 8172' (17 ft). La saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.32$  y una porosidad de  $\phi = 0.24$ .

El registro de cementación (gráfico 4.39) se observa  $CBLF \geq 5$  mV, que representa una adherencia alrededor del casing, medianamente buena, además de un VDL bueno, en la parte inferior del intervalo perforado, es bastante probable una problema de canalización detrás del casing.

**Gráfico 4.38. Registro Eléctrico Fanny 18B-28    Gráfico 4.39. Registro Cementación Fanny 18B-28**

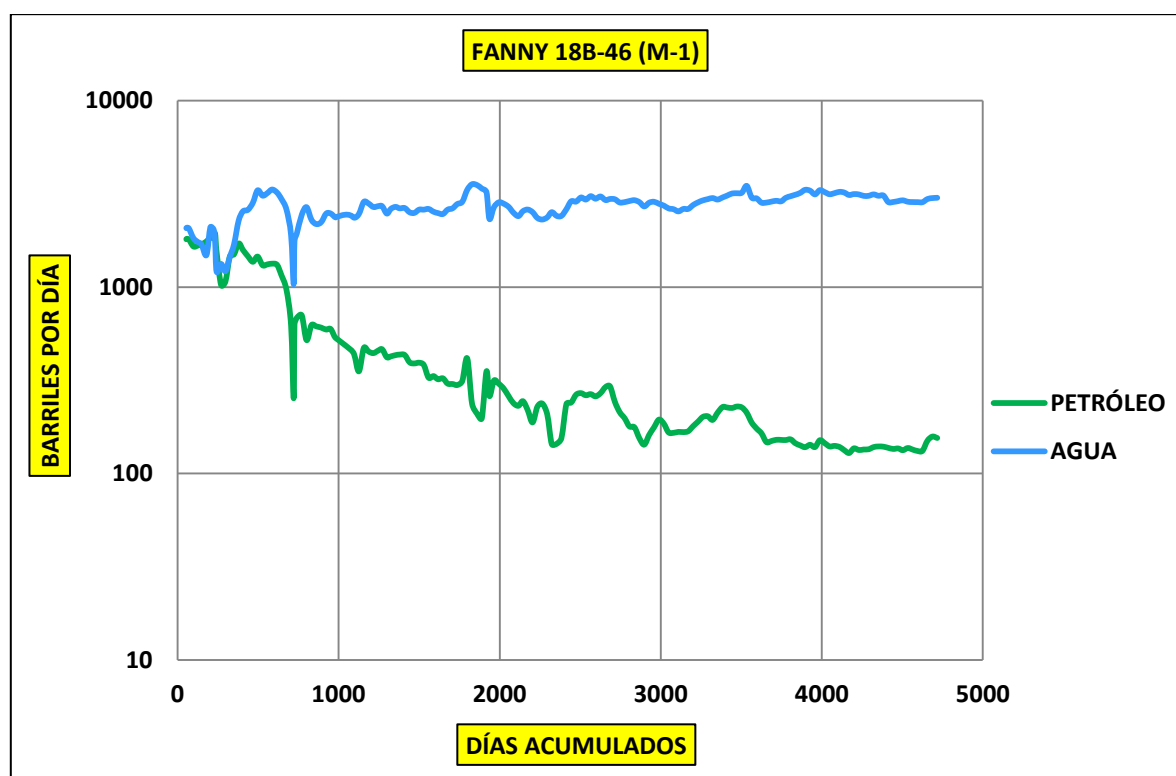


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.6. Pozo Fanny 18B-46 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1984 BOPD y 917 BWPD con un BSW del 31.6 % este valor fue la tasa máxima de producción. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 155 BOPD y 3011 BWPD con un BSW de 95.1%. Ver gráfico 4.40.

Gráfico 4.40. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Septiembre de 1998 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-4000/144 etapas/200 HP, con una frecuencia inicial de 50 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1984 BOPD y 917 BWPD un BSW de 31.60%, y va declinando hasta 1943 BOPD



y 2063 BWPD con un BSW de 51.50% en octubre de 2008, en el intervalo de septiembre a octubre de 2008 se obtiene una tasa promedio de 1963 BOPD. De noviembre de 1998 a enero de 1999 el pozo permanece cerrado y se lo vuelve abrir en febrero de 1999 y se obtiene una tasa de 935 BOPD y 1415 BWPD con un BSW de 60.20% y va aumentando su producción hasta 1831 BOPD y 2034 BOPW con un BSW de 52.62% en octubre de 1999. En el intervalo de febrero a octubre 1999 se obtiene una tasa promedio de 1666 BOPD. Ver gráfico 4.41.

**Interpretación Período N°2:** En Noviembre de 1999 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GN-4000/144etapas/330 HP, se mantiene la misma frecuencia, se obtiene una tasa de 1934 BOPD y 1744 BWPD con un BSW de 47.42 %. Ver gráfico 4.41.

**Interpretación Período N°3:** En Diciembre de 1999 se realiza el WO #2 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GN-4000/144etapas/330 HP, se mantiene la frecuencia, se obtiene una tasa de 1546 BOPD y 11210 BWPD con un BSW de 43.90 % y va declinando su producción hasta 253 BOPD y 1036 BOPW con un BSW de 80.35 % en mayo de 2001. En el intervalo de diciembre de 1999 a mayo de 2001 se obtiene una tasa promedio de 1248 BOPD. Ver gráfico 4.41.

**Interpretación Período N°4:** En Junio de 2001 se realiza el WO #3 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GN-4000/144etapas/360 HP, se mantiene la frecuencia y se obtiene una tasa de 630 BOPD y 1762 BWPD con un BSW de 73.67%. Ver gráfico 4.41.

**Interpretación Período N°5:** En Julio de 2001 se realiza el WO #4 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GN-4000/144etapas/330 HP, se mantiene la misma frecuencia, se obtiene una tasa de 683 BOPD y 1938 BWPD con un BSW de 73.93 %, se incrementa la frecuencia gradualmente hasta 54 Hz y va declinando su tasa de producción hasta 353 BOPD y 3227 BWPD con un BSW de 90.13 % en diciembre de 2004. En el intervalo de julio de 2001 a diciembre de 2004 se obtiene una tasa promedio de 432 BOPD. Ver gráfico 4.41.

**Interpretación Período N°6:** En Enero de 2005 se realiza el WO #5 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-4100/117 etapas/304 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 260 BOPD y 2319 BWPD con un BSW de 89.91 %, se incrementa gradualmente hasta 55 Hz y va declinando su tasa de producción hasta 155 BOPD y 3011 BWPD con un BSW de 95.10 en la actualidad. En el intervalo de enero de 2005 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 186 BOPD. Ver gráfico **4.41**.

Las gráficas **4.42** y **4.43** indica que el pozo se encuentra con un WOR = 19.41 % lejos del límite económico propuesto por la empresa (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada (**NP**) = **2, 037,128 BBLS.**

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **2, 104,191 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 67,063 BBLS al límite económico del WOR 50%.

La gráfica **4.44** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

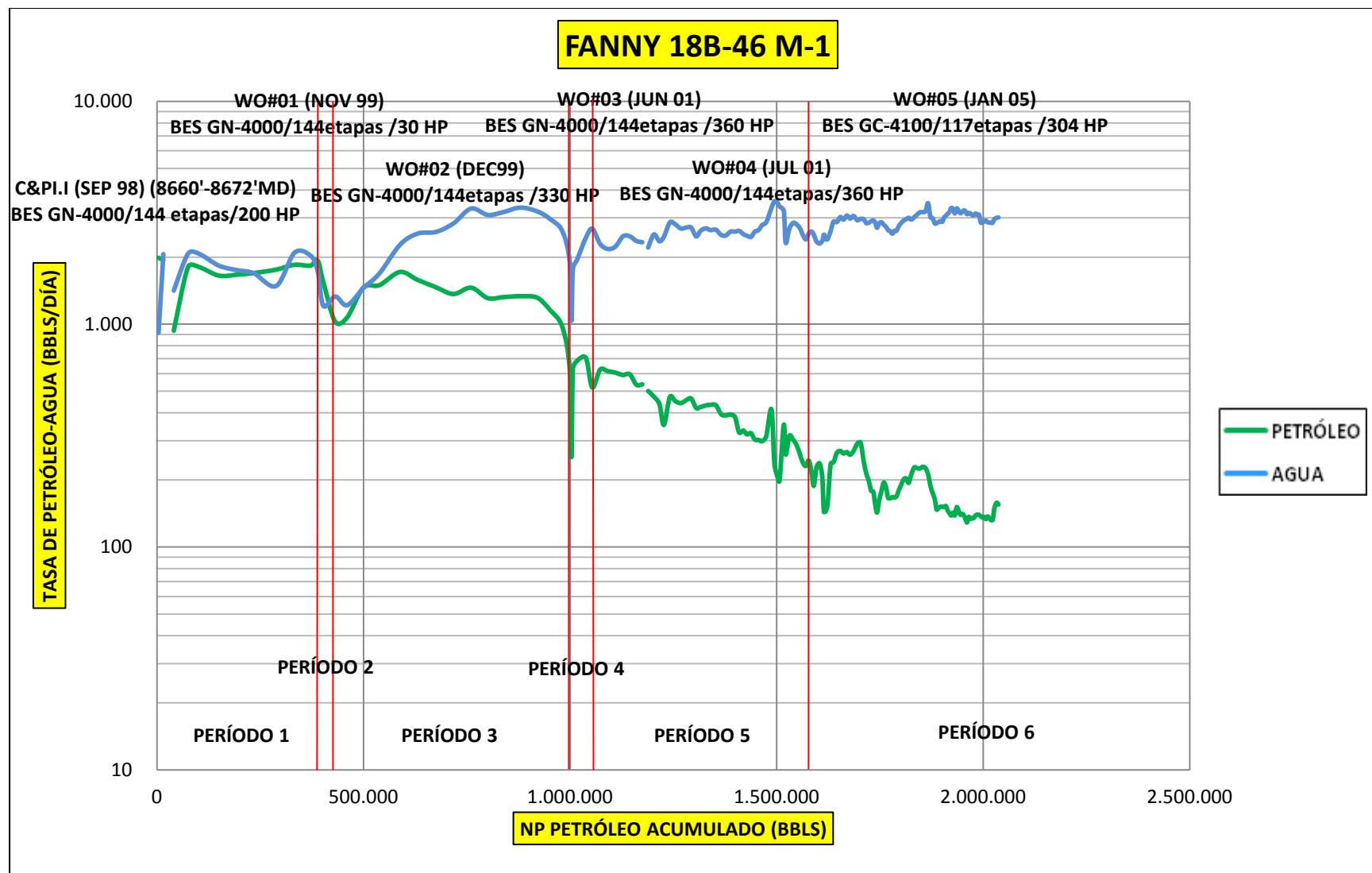
Producción Acumulada (**NP**) = **2, 037,128 BBLS.**

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **2, 460,070 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 422,942 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $422,942 - 67,063 = 355,879$  BBLS (14,5 %).

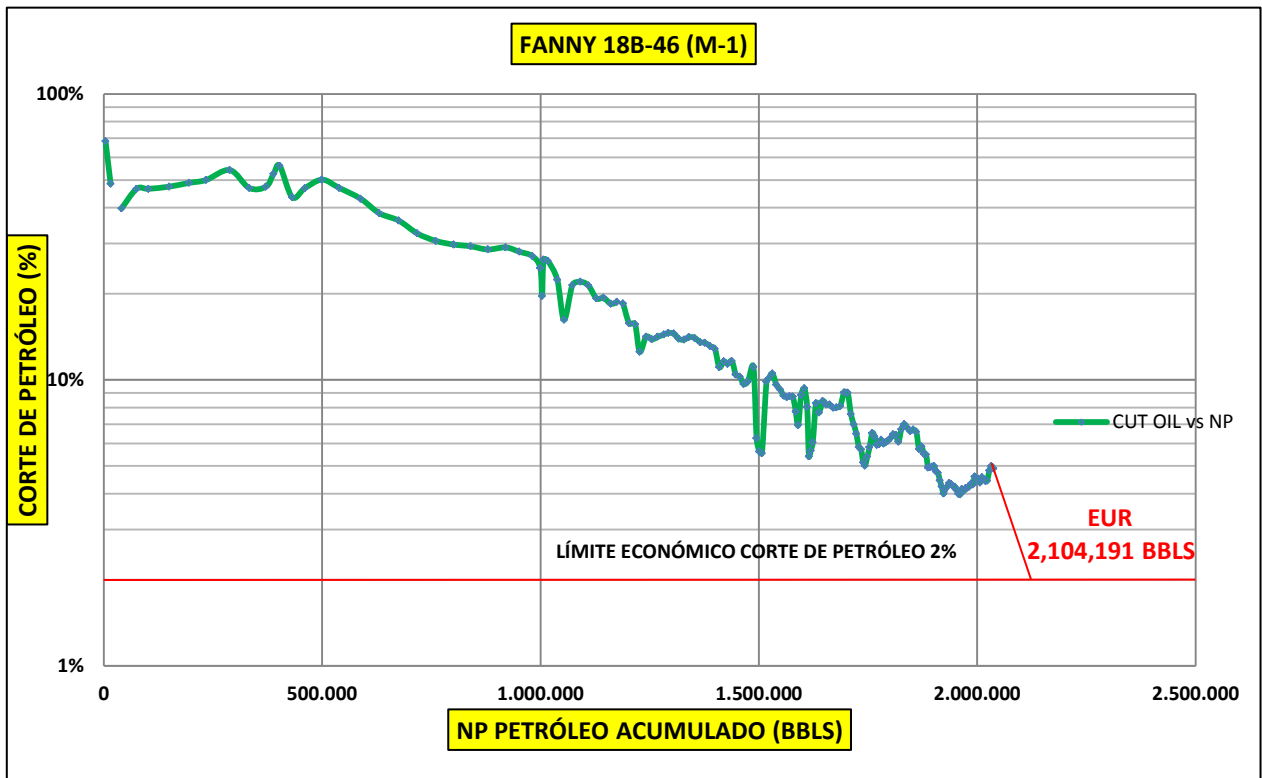
**Gráfico 4.41.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo.



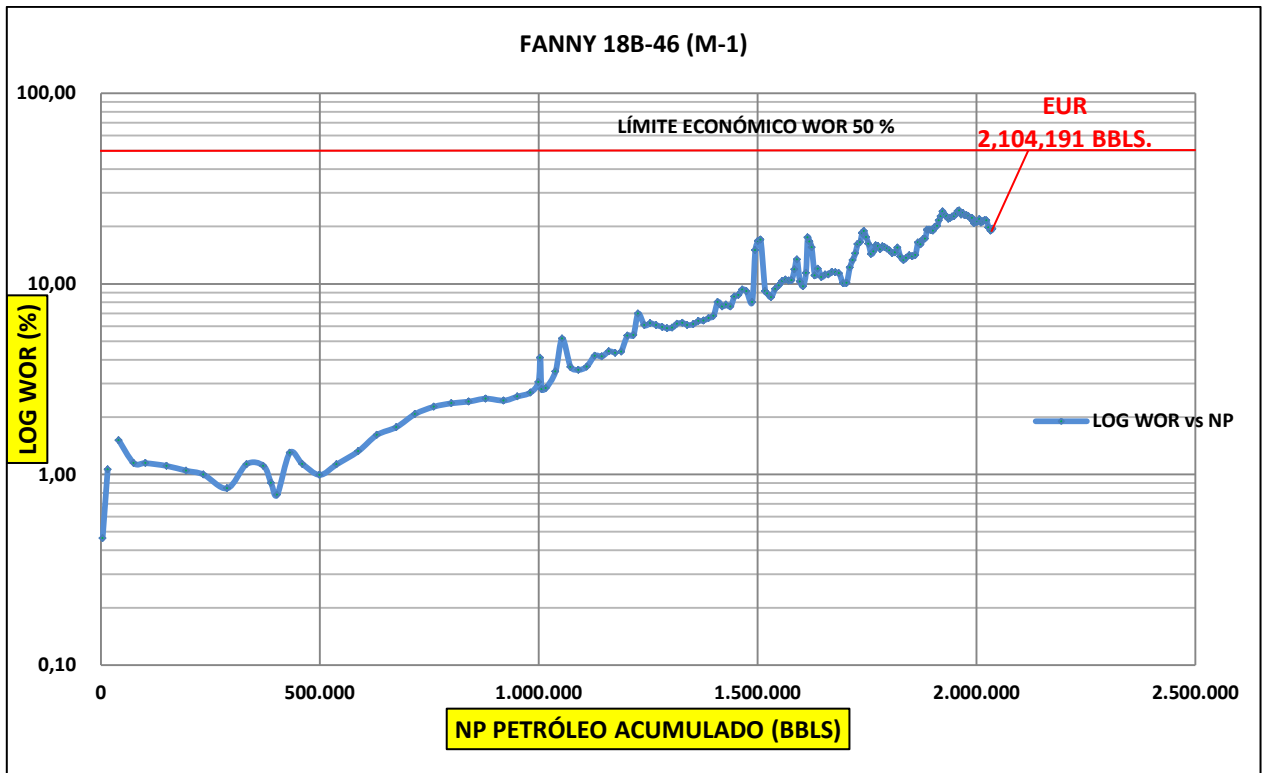
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfica 4.42.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



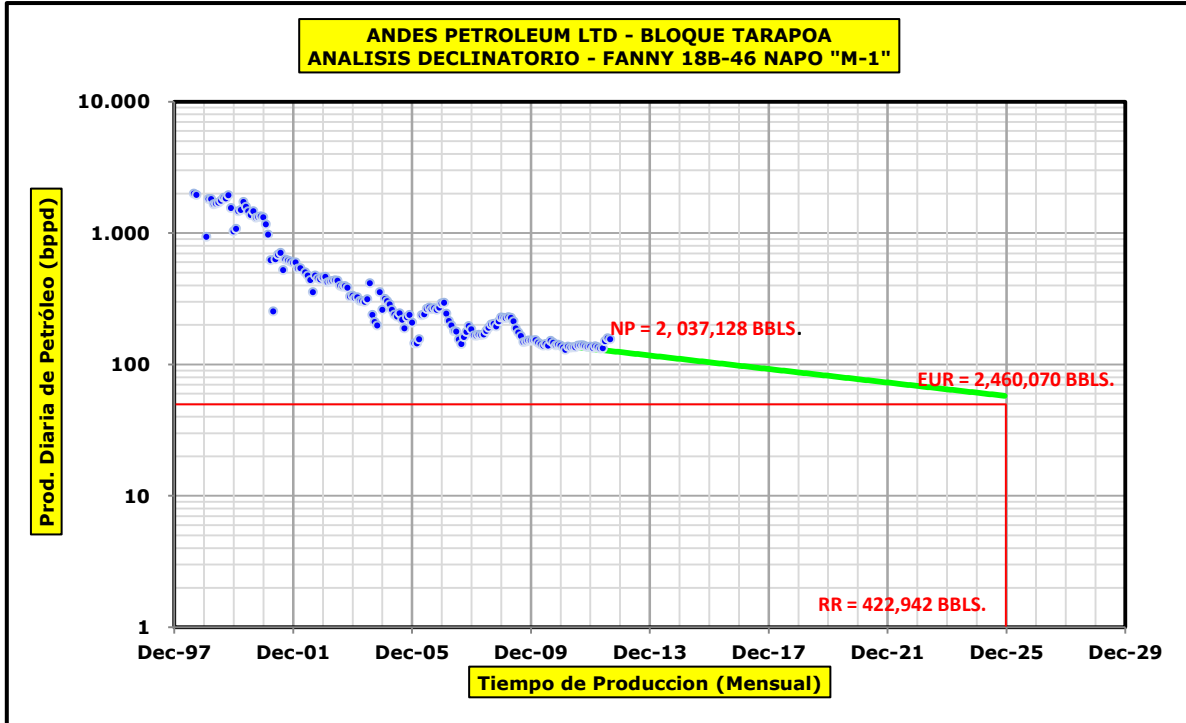
**Gráfica 4.43.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

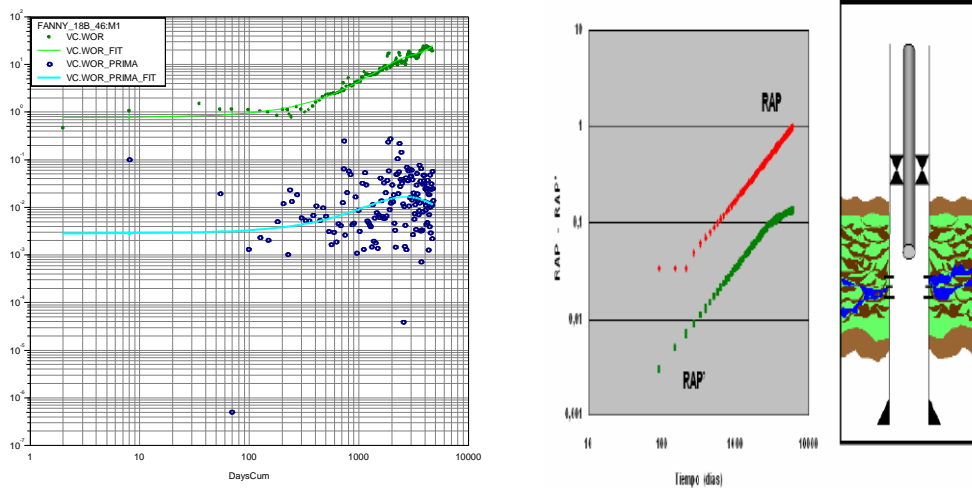
**Gráfico 4.44. Análisis Declinatorio - Forecast.**



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.45 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O DIGITACIÓN**.

**Gráfico 4.45. RAP-RAP' vs Tiempo.**



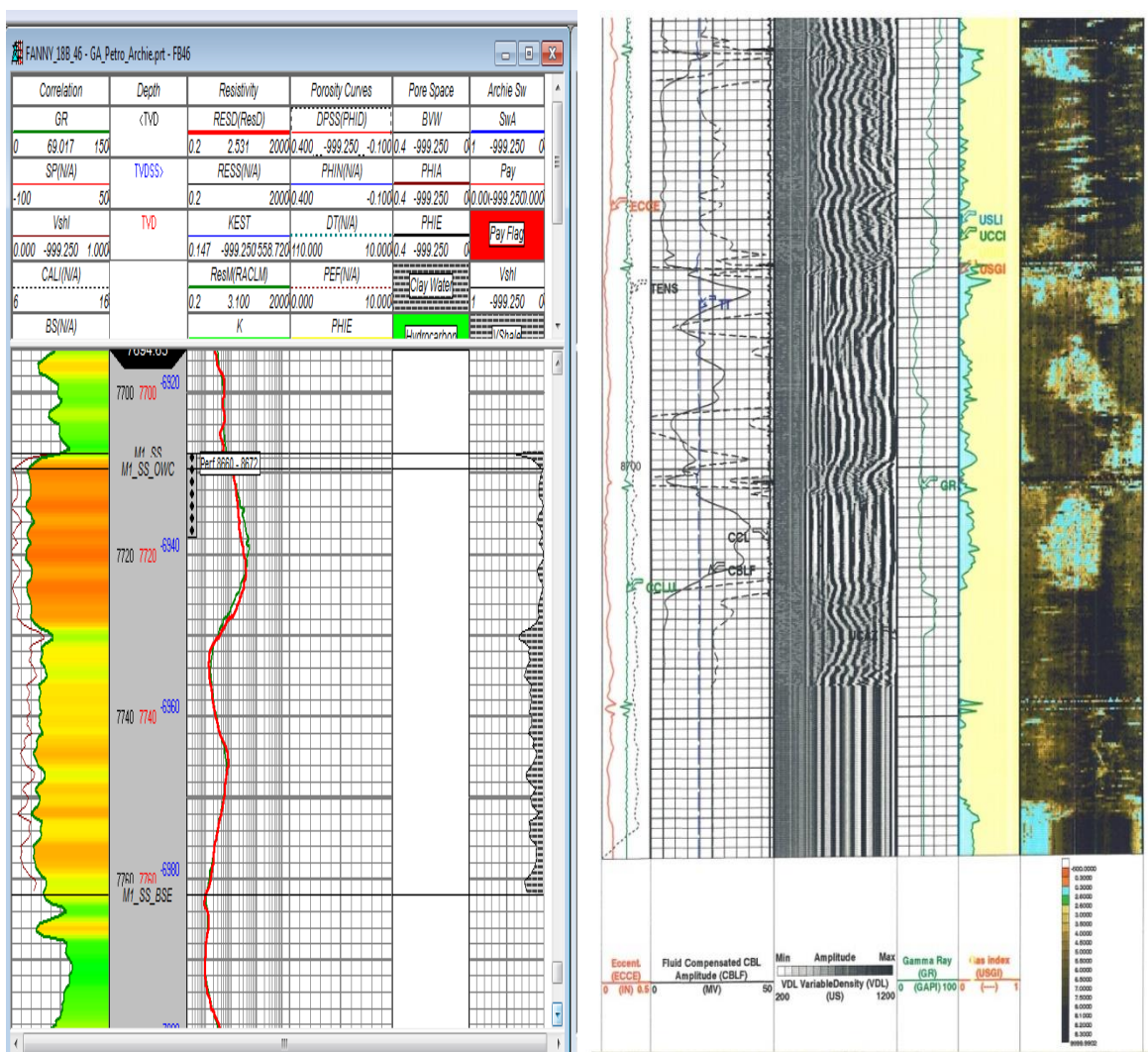
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

No existen registros eléctricos (gráfico 4.46) de este pozo por ende no puede obtener datos petrofísicos del mismo, pero se puede interpretar que el contacto agua-petróleo está en 7728 ft (TVD) porque es donde la resistividad alcanza un valores mínimos. Además se puede realizar una correlación con pozos cercanos para obtener resultados petrofísicos.

El registro de cementación (gráfico 4.47) se observa un CBLF > 5 mV y un USGI malo, esto indica una pésima adherencia alrededor del casing (mal cementado), lo más probable es un problema de canalización detrás del casing.

**Gráfico 4.46. Registro Eléctrico Fanny 18B-46    Gráfico 4.47. Registro Cementación Fanny 18B-46**

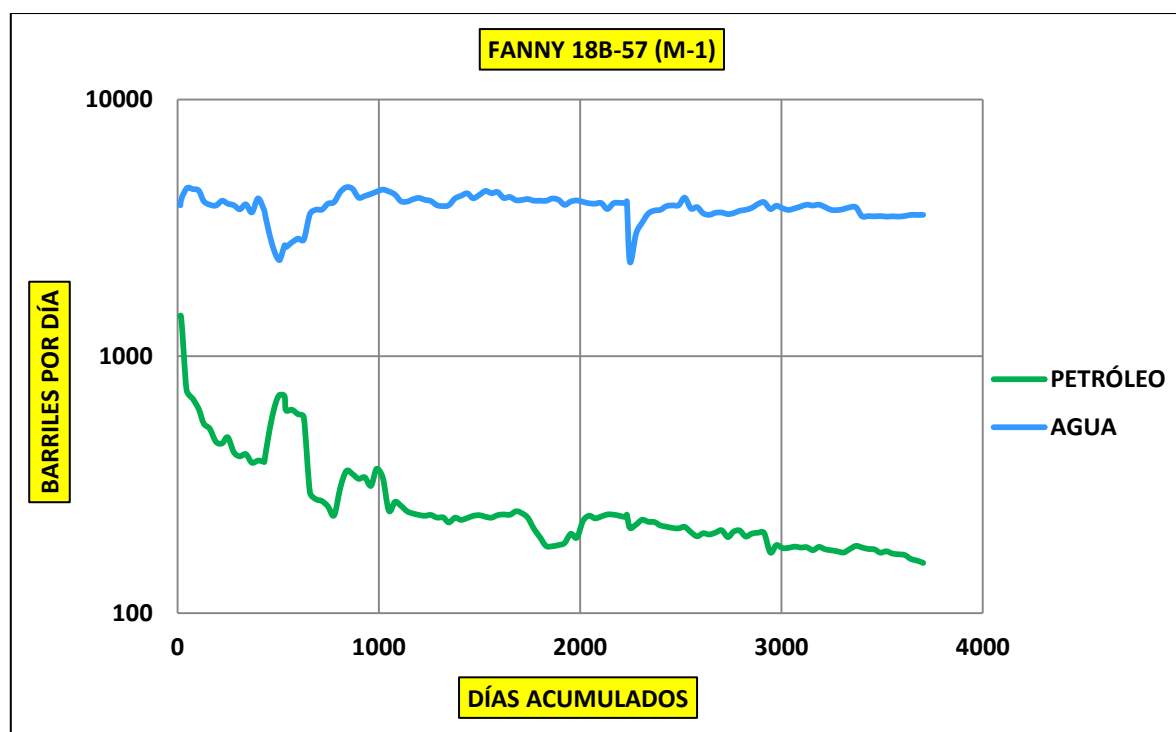


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.7. Pozo Fanny 18B-57 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 460 BOPD y 556 BWPD con un BSW del 54.7 % hasta alcanzar su tasa máxima de 1433 BOPD y 3872 BWPD con BSW 72.98 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 157 BOPD, 3555 BWPD y un BSW de 95.77 %. Ver gráfico 4.48.

Gráfico 4.48. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Mayo de 2001 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-5600/204 etapas/450 HP con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 460 BOPD y 556 BWPD con un BSW de 54.71%, va aumentando hasta alcanzar su tasa máxima de

4477 BOPD y 5161 BWPD con un BSW de 86.75% y va declinando hasta 382 BOPD y 3629 BWPD con un BSW de 90.48 % en septiembre de 2002, En el intervalo de mayo a septiembre de 2002 se obtiene una tasa promedio de 542 BOPD. De octubre a diciembre de 2002 el pozo permanece cerrado por fallas en el equipo de fondo y en enero de 2003 se vuelve abrir y se obtiene una tasa de 362BOPD y 3726 BWPD con un BSW de 91.14%. En Febrero de 2003 se lo vuelve a cerrar por fallas en el equipo de levantamiento. Ver gráfico 4.49.

**Interpretación Período N°2:** En Marzo de 2003 se realiza el WO #1 que tuvo como objetivo realizar squeeze para mejorar la adherencia del casing 7", aislar la zona productora de agua y bajar BES GC-6100/178etapas/532 HP, se mantiene la misma frecuencia, se obtiene una tasa de 1146 BOPD y 2670 BWPD con un BSW de 69.96 %. Ver gráfico 4.49.

**Interpretación Período N°3:** En abril de 2003 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-6100/178etapas/532 HP, se mantiene la frecuencia, se obtiene una tasa de 1650 BOPD y 3151 BWPD con un BSW de 65.63% va declinando su producción hasta 1087 BOPD y 3636 BWPD con un BSW de 76.98% en mayo de 2003 .En el intervalo de marzo a mayo de 2003 se obtiene una tasa promedio de 912 BOPD. En junio de 2003 se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo y en julio del 2003 se lo vuelve abrir, se obtiene una tasa de 277 BOPD y 925 BWPD con un BSW de 76.97%. Ver gráfico 4.49.

**Interpretación Período N°4:** En Agosto de 2003 se realiza el WO#3 que tuvo como objetivo sacar BES, realizar gravel pack, bajar ensamblaje para bomba jet evaluar y diseñar BES y bajar GC-4100 /136etapas/380 HP, se mantiene la frecuencia, se obtiene una tasa de 686 BOPD y 2266 BWPD con un BSW de 76.75% y va aumentando hasta una tasa producción de 699 BOPD y 2704 BWPD con un BSW de 79.46% en octubre de de 2003 .En el intervalo de agosto a octubre de 2003 se obtiene una tasa promedio de 698 BOPD. Ver gráfico 4.49.

**Interpretación Período N°5:** En Noviembre de 2003 se realiza el WO#4 que tuvo como objetivo chequear BES por falla en el lower pigtail, se deja el mismo equipo,



se mantiene la misma frecuencia, se obtiene una tasa de 617 BOPD y 2660 BWPD con un BSW de 81.18%, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 51 Hz, va declinando su tasa producción hasta 241 BOPD y 4010 BWPD con un BSW de 94.32% en agosto de 2008. En el intervalo de noviembre 2003 a agosto de 2008 se obtiene una tasa promedio de 275 BOPD. Ver gráfico **4.49**.

**Interpretación Período N°6:** En Septiembre de 2008 se realiza el WO#5 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar nueva Centurion P-47/83 SSD etapas /380 HP, se incrementa la frecuencia a 52 Hz y se obtiene una tasa de 215 BOPD y 2333 BWPD con un BSW de 91.56 %, va declinando su producción hasta 157 BOPD y 3555 BWPD con un BSW de 95.77 % en la actualidad. En el intervalo de septiembre de 2008 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 192 BOPD. Ver gráfico **4.49**.

Las gráficas **4.50** y **4.51** indica que el pozo se encuentra con un WOR = 22.66 % lejos del límite económico propuesto por la empresa (WOR = 50%), además nos presenta datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 1, 036,729 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 076,158 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 39,429 BBLS al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.52** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

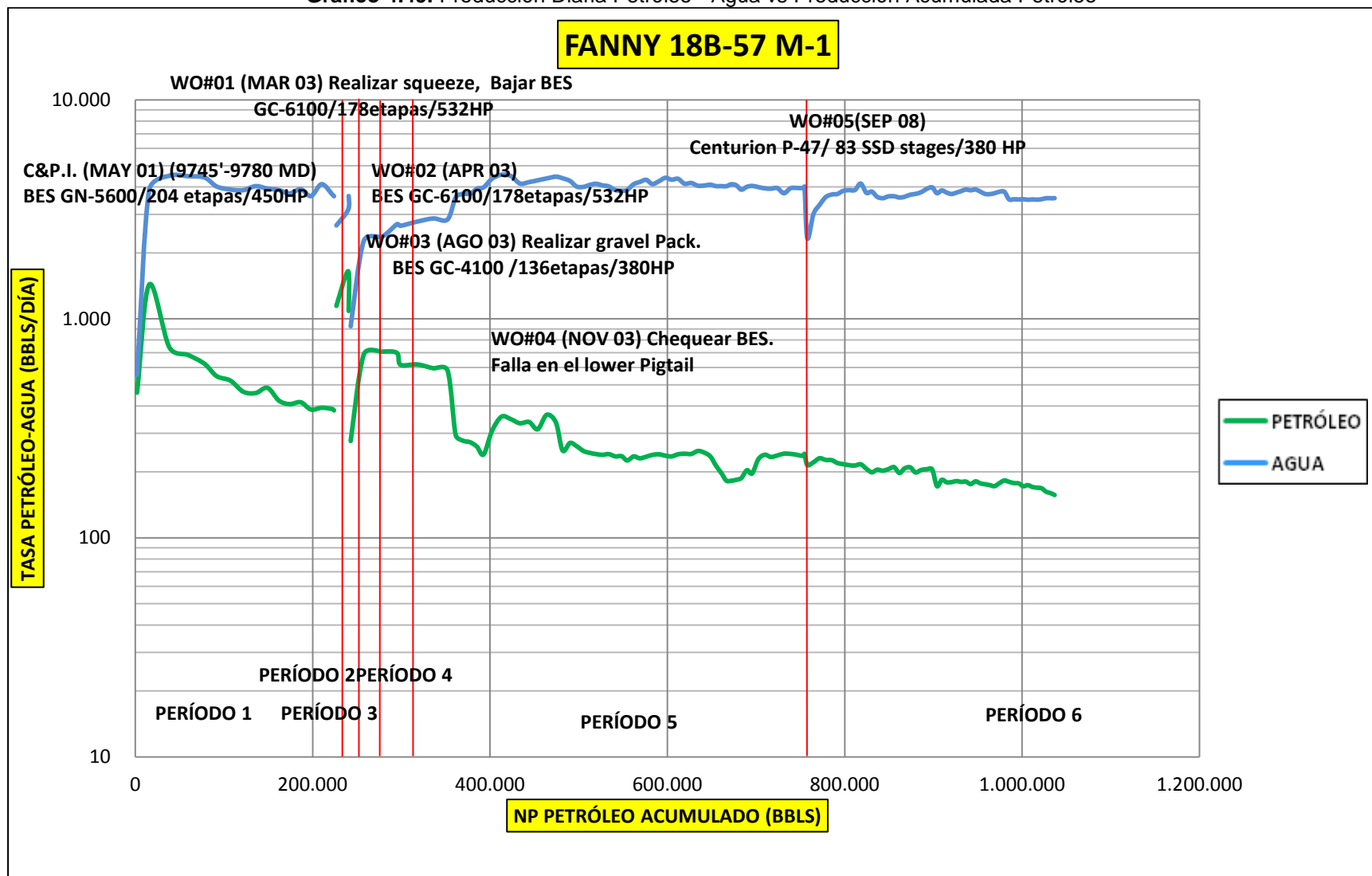
Producción Acumulada **(NP) = 1, 036,729 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 459,785 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 423,056 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia: =  $423,056 - 39,429 = 383,627$  BBLS (26,28 %).

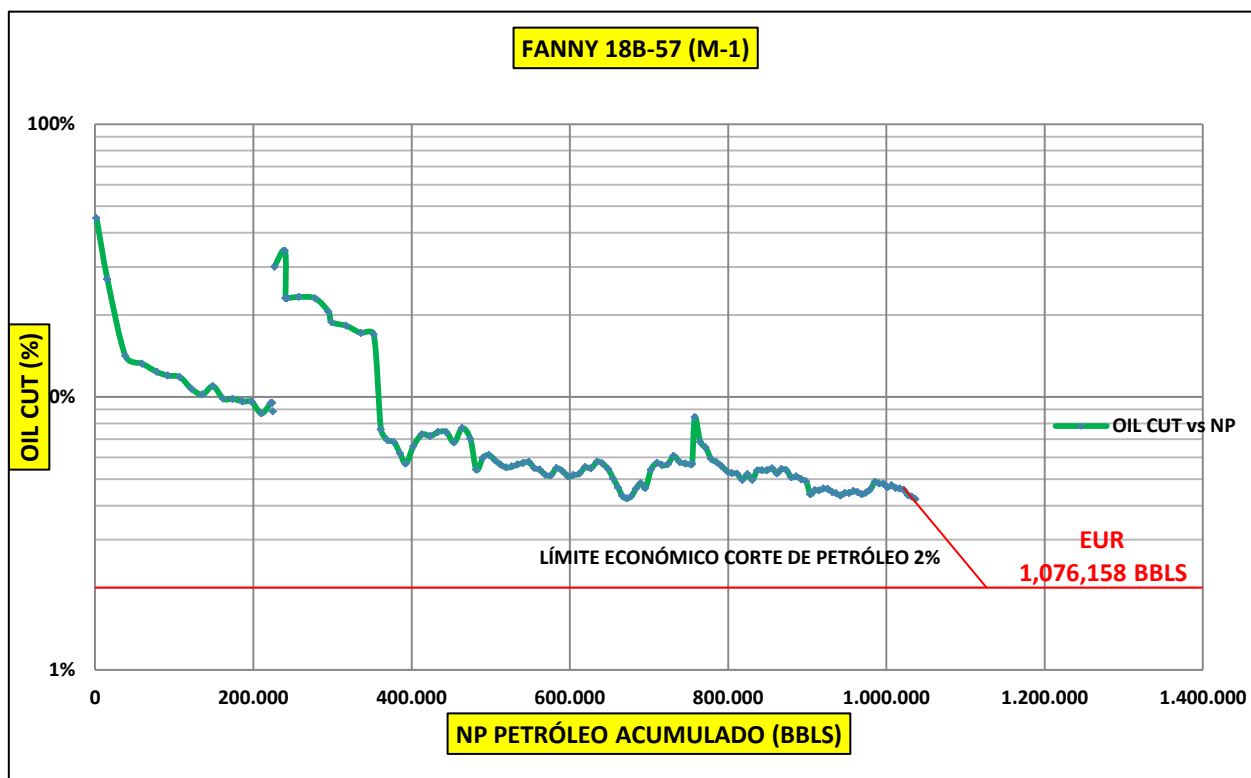
**Gráfico 4.49.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo



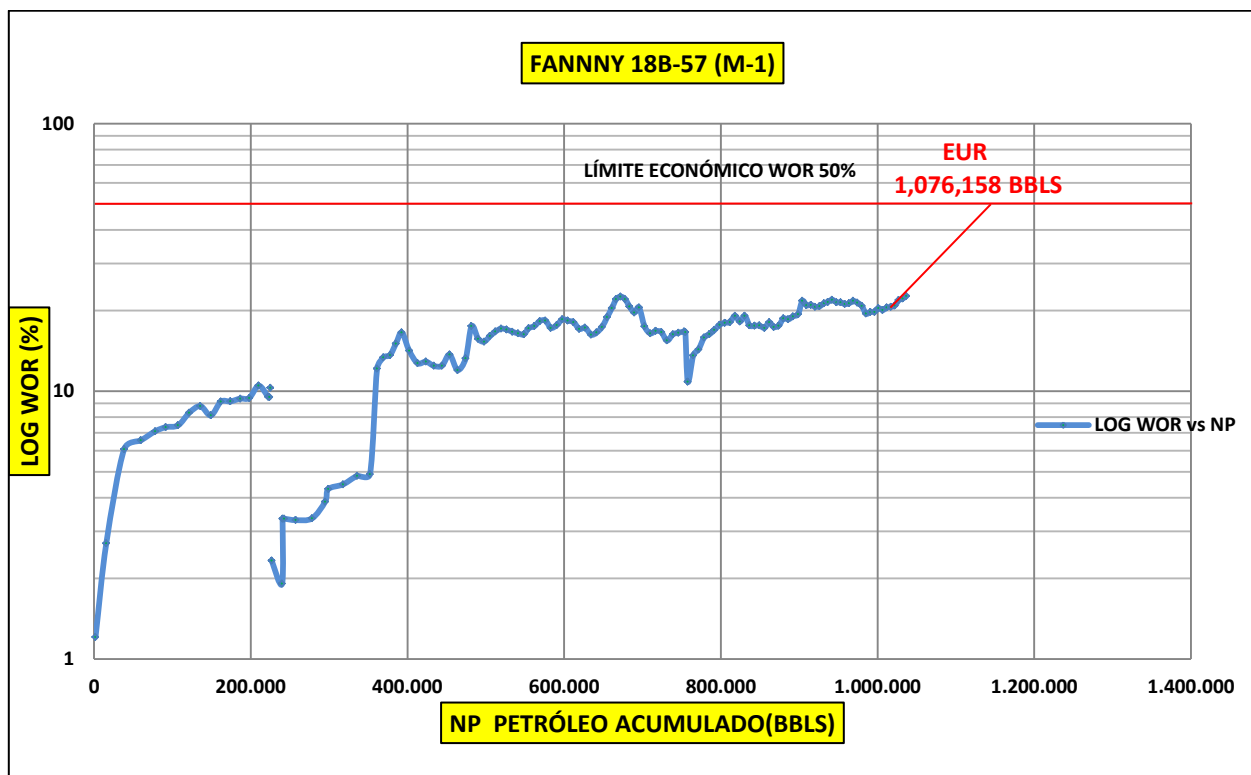
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.50.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



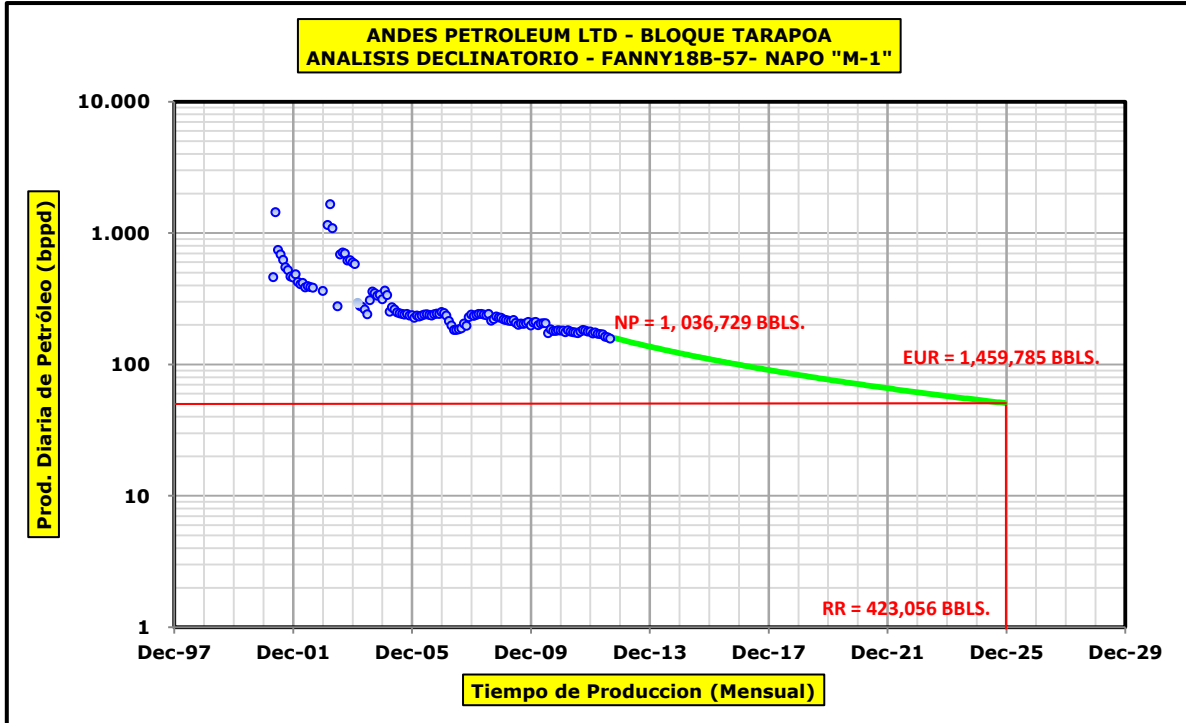
**Gráfico 4.51.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

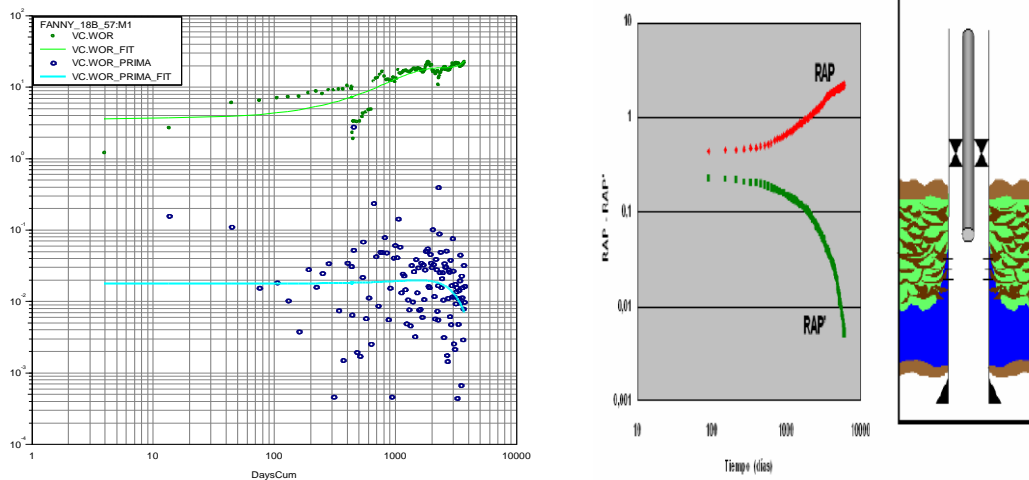
Gráfico 4.52. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.53 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa que la curva de la derivada (RAP)' disminuye con el tiempo, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un caso de **CONIFICACION**.

Gráfico 4.53. RAP-RAP' vs Tiempo.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro de cementación (gráfico **4.55**), muestra un CBLF> 5 mV y un USGI -UCAZ pésimo de adherencia alrededor del casing, lo más probable es problema de canalización detrás del casing.

The screenshot displays a well log analysis software interface. At the top, a window title bar reads "FANNY 188\_57 - GA\_Petro\_Archie.prnt - FB57". Below this is a table with the following columns: Correlation, Depth, Resistivity, Porosity Curves, Pore Space, and Archie Sw. The table contains data for various logs including GR, SP, Vshl, and Pay Flat. Below the table is a log plot showing depth on the y-axis (ranging from 7700 to 8300 feet) and various log curves on the x-axis. The curves include GR, SP, Vshl, and Pay Flat. A yellow box labeled "FIELD COPY" is overlaid on the bottom right of the plot.

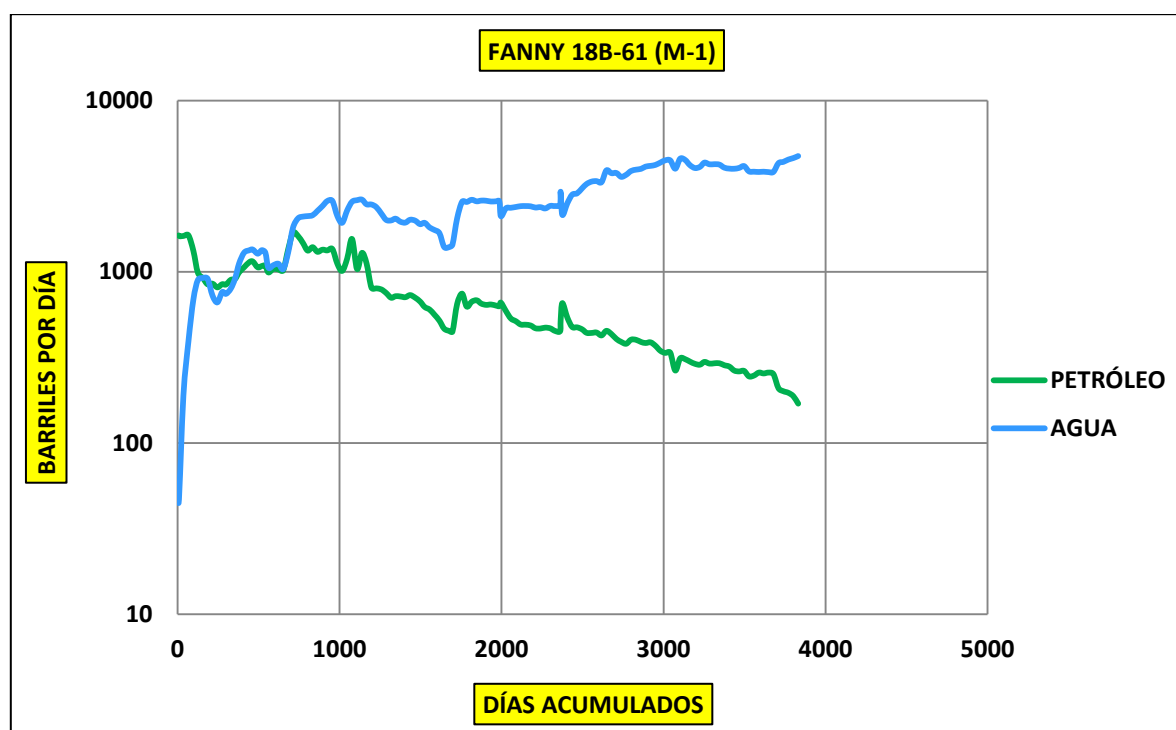
Correlation	Depth	Resistivity	Porosity Curves	Pore Space	Archie Sw
GR	<TVD	RESO	DPSS	BMV	SwA
0 88.173 150		0.2 3.035 2000 0.400 0.256 -0.100 0.4	0.222 0.4	0.1 1.669 0	
SP	TVDSS	RESS	PHI(NPHI)	PHIA	Pay
-100 96.688 50		0.2 3.073 2000 0.400 0.235 -0.100 0.4	0.246 0.000 0.000 0.000		
Vshl	TVD	KEST	DT	PHIE	Pay Flat
0.000 0.458 1.000		0.147 562.929 558.720 110.000 89.700 10.000 0.4	0.133 0		
CAL(CAL)		ResM(RESM)	PEF	Clay Water	Vshl
6 8.379 16		0.2 3.092 2000 0.000 2.005 10.000		1 0.458 0	
BS		K	PHIE	Interpretation	U/Shale

137

#### 4.1.8. Pozo Fanny 18B-61 (M-1).

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1868 BOPD y 138 BWPD con un BSW del 6.89 % este valor fue la tasa máxima de producción. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 170 BOPD y 4742 BWPD con un BSW de 96.54%. Ver gráfico 4.56.

Gráfico 4.56. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**b) Interpretación Período N°1:** En Septiembre de 2001 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-4000/124 etapas/225 HP, con una frecuencia inicial de 50 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1868 BOPD y 138 BWPD con un BSW de 6.89%. Ver gráfico 4.57.

**Interpretación Período N°2:** En Septiembre de 2001 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar P-31/101 SSD etapas/ 304 HP, se mantiene la frecuencia, se obtiene una tasa de 1868 BOPD y 138 BWPD con un BSW de 6.89%, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 60 Hz, va declinando su tasa de producción hasta 630 BOPD y 2581 BWPD con un BSW de 80.39% en julio de 2007. En el intervalo de septiembre de 2001 a julio 2001 se obtiene una tasa promedio de 965 BOPD. Ver gráfico **4.57**.

**Interpretación Período N°3:** En Julio de 2007 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo: Cambiar BES. Instalar Centurion BES P-37/141 SSD etapas/304 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 660 BOPD y 2110 BWPD con un BSW de 76.16%, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 50 Hz y va declinando su tasa de producción hasta 519 BOPD y 2937 BWPD con un BSW de 84.98% en agosto de 2008. En el intervalo de julio de 2007 a agosto de 2008 se obtiene una tasa promedio de 543 BOPD. Ver gráfico **4.57**.

**Interpretación Período N°4:** En Septiembre de 2008 se realiza el WO#3 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar Centurion BES P-47/125 SSD etapas/ 304 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz, se obtiene una tasa de 656 BOPD y 2149 BWPD con un BSW de 76.60 %, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 50 Hz, va declinando su tasa de producción hasta 170 BOPD y 4742 BWPD con un BSW de 96.54% en la actualidad. En el intervalo de septiembre de 2008 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 337 BOPD. Ver gráfico **4.57**.

Las gráficas **4.58** y **4.59** indican que el pozo se encuentra con un BSW = 28 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a (WOR = 50%), además nos presenta datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada (NP) = 2, 588,162 BBLS.

Recuperación Final Estimada (EUR)= 2, 599,665 BBLS.

**Reservas Remanentes** (RR) = 11,503 BBLS al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.60** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

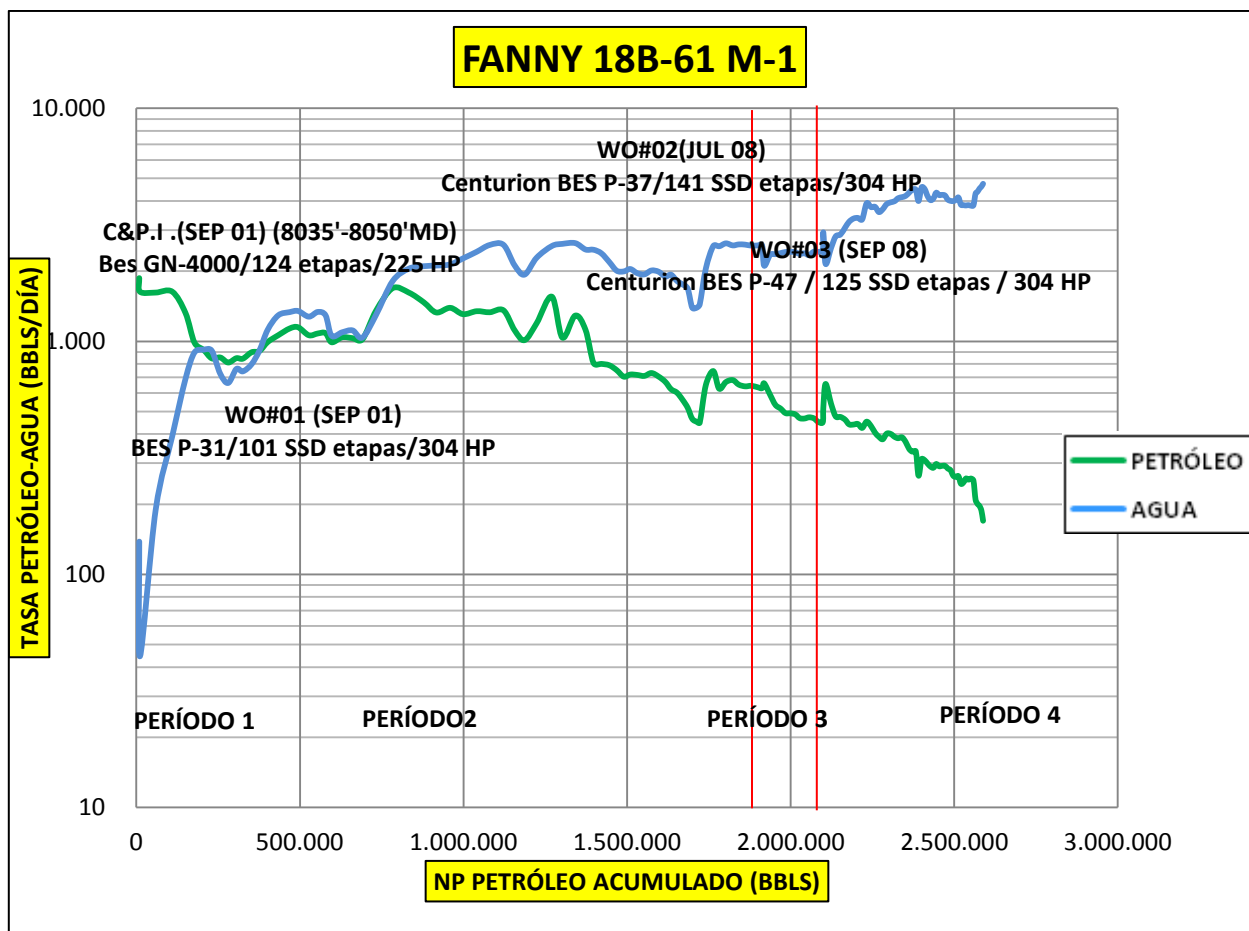
Producción Acumulada (NP) = 2, 588,162 BBLS.

Recuperación Final Estimada (EUR)= 3, 172,768 BBLS.

**Reservas Remanentes** (RR) = 584,626 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia: = 584,626 – 11,503 = 573,123 BBLS (18 %).

**Gráfico 4.57.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo

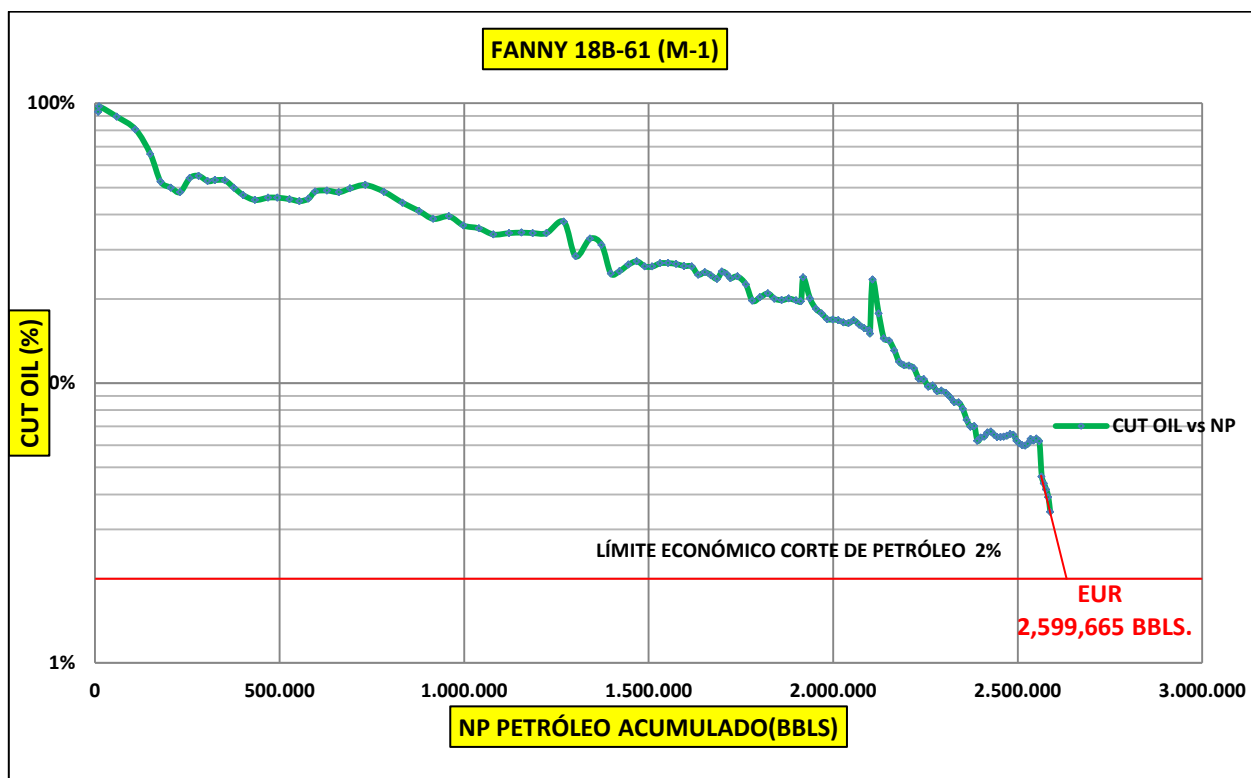


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

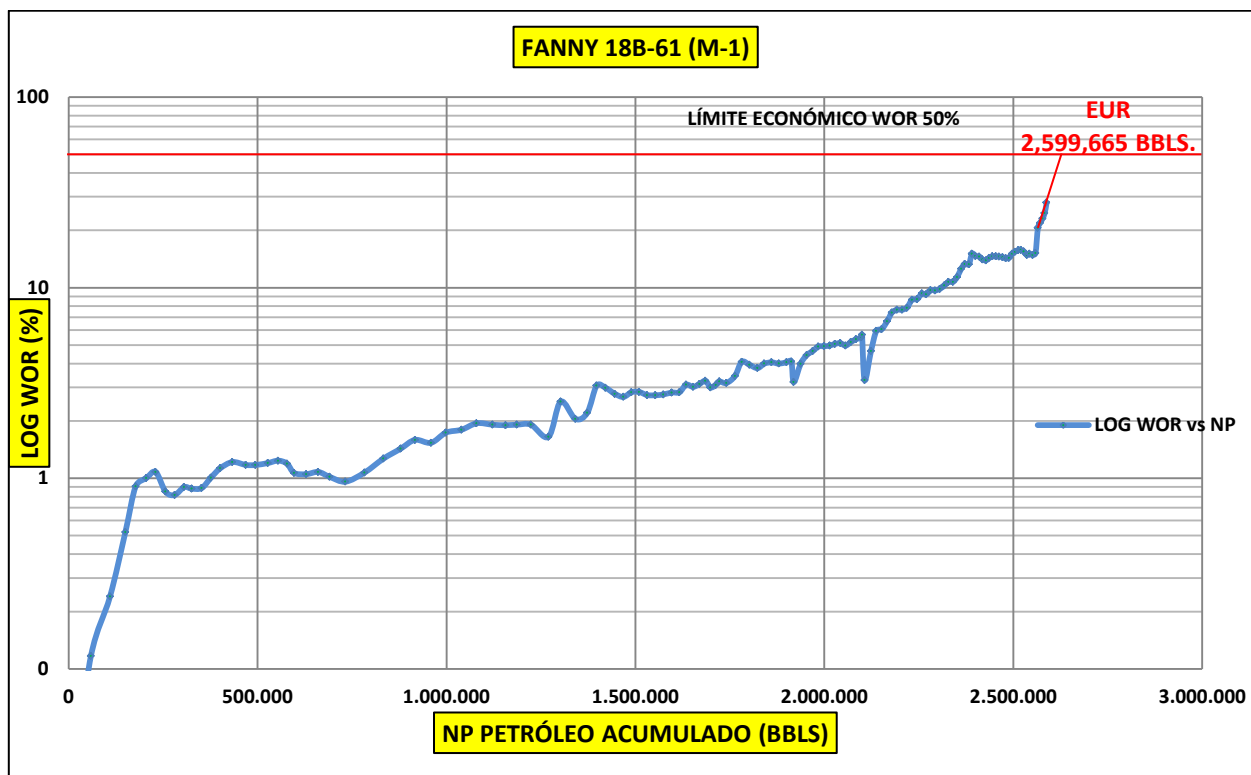
**Elaborado por:** Oscar Arias.



**Gráfico 4.58.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



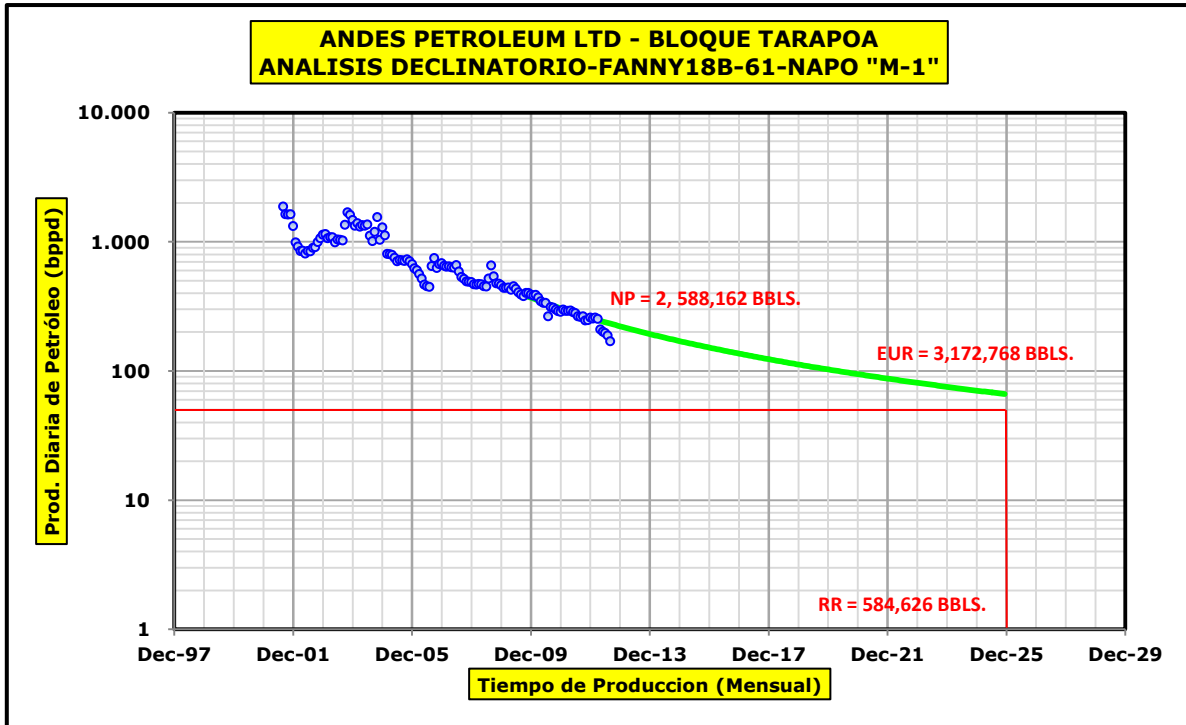
**Gráfico 4.59.** Log WOR vs Producción Acumulada.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

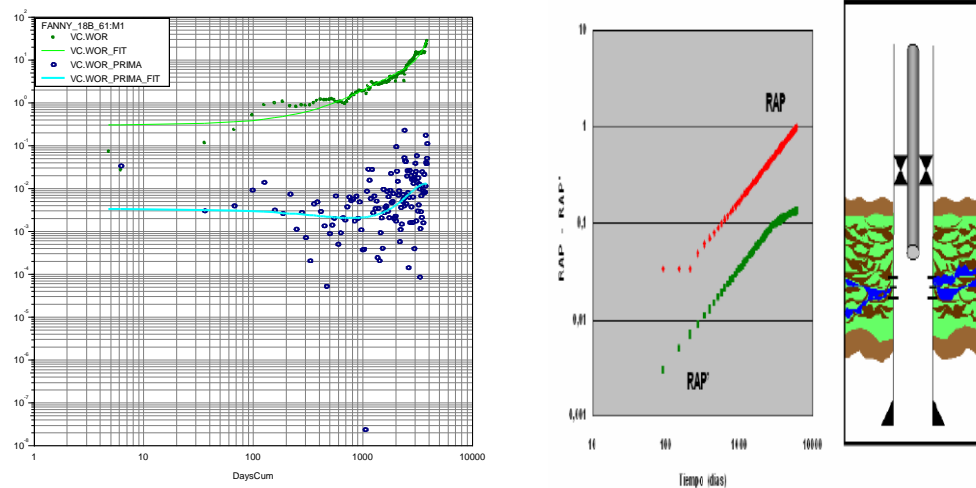
Gráfico 4.60. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.61 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O ADEADAMIENTO**.

Gráfico 4.61. RAP-RAP' vs Tiempo.



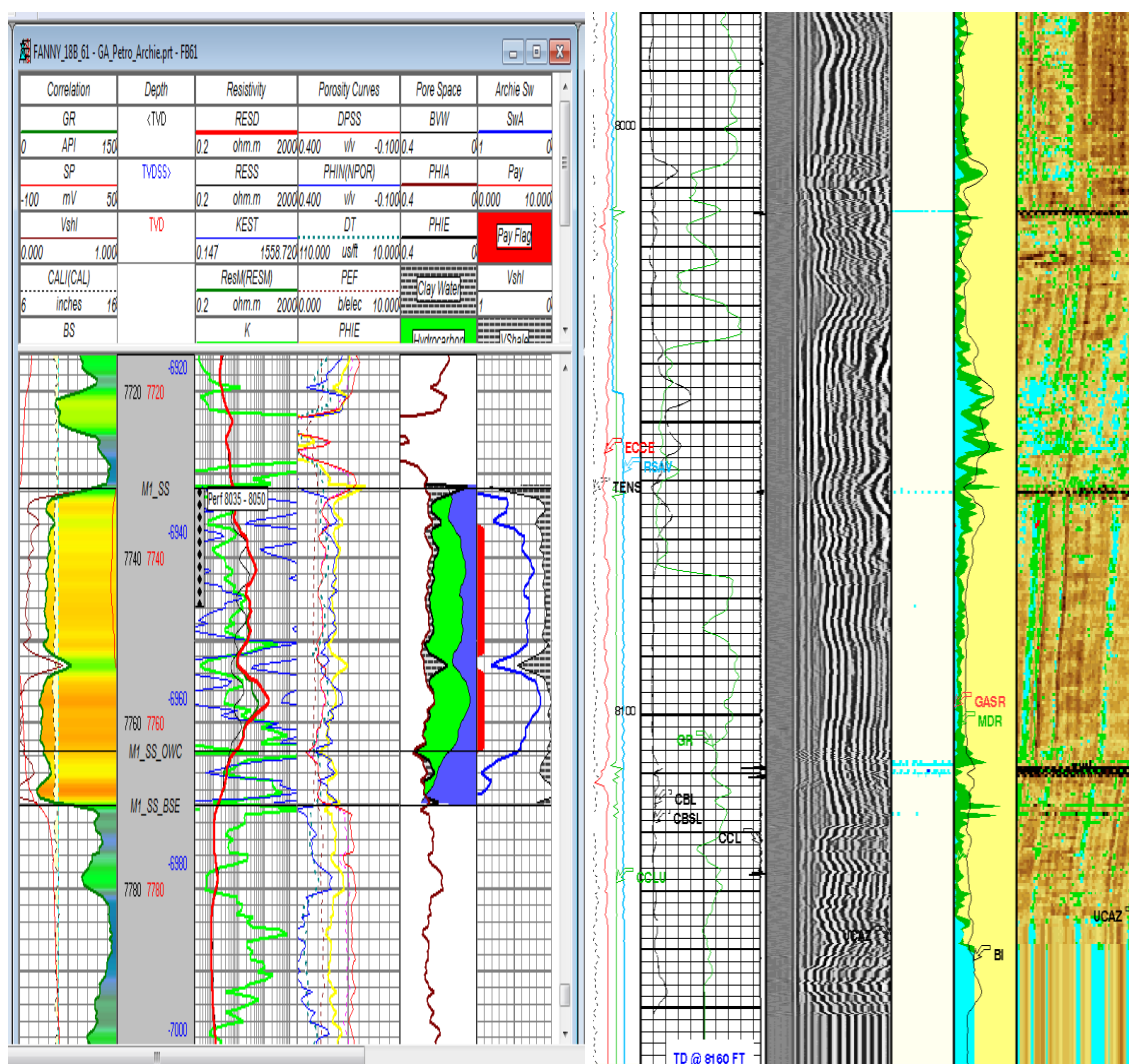
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro eléctrico (gráfico 4.62) del pozo indica un espesor neto de arena productora de 16 ft y otra de 9 ft las 2 separadas por una arcilla intercalada de 2 ft con una permeabilidad estimada de  $K = 2000$  mD. El contacto agua-petróleo se encuentra en 7763' (TVD), el intervalo perforado es de 8035' - 8050' en MD (15 ft). Una saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.35$  y  $\phi = 0.21$ .

El registro de cementación (gráfico 4.63) muestra un  $CBLF > 5$  mV, esto indica una mala adherencia alrededor del casing, además de un USGI / UCAZ regular esto señala una canalización detrás del casing.

**Gráfico 4.62. Registro Eléctrico Fanny 18B-61 Gráfico 4.63. Registro Cementación Fanny 18B-61**

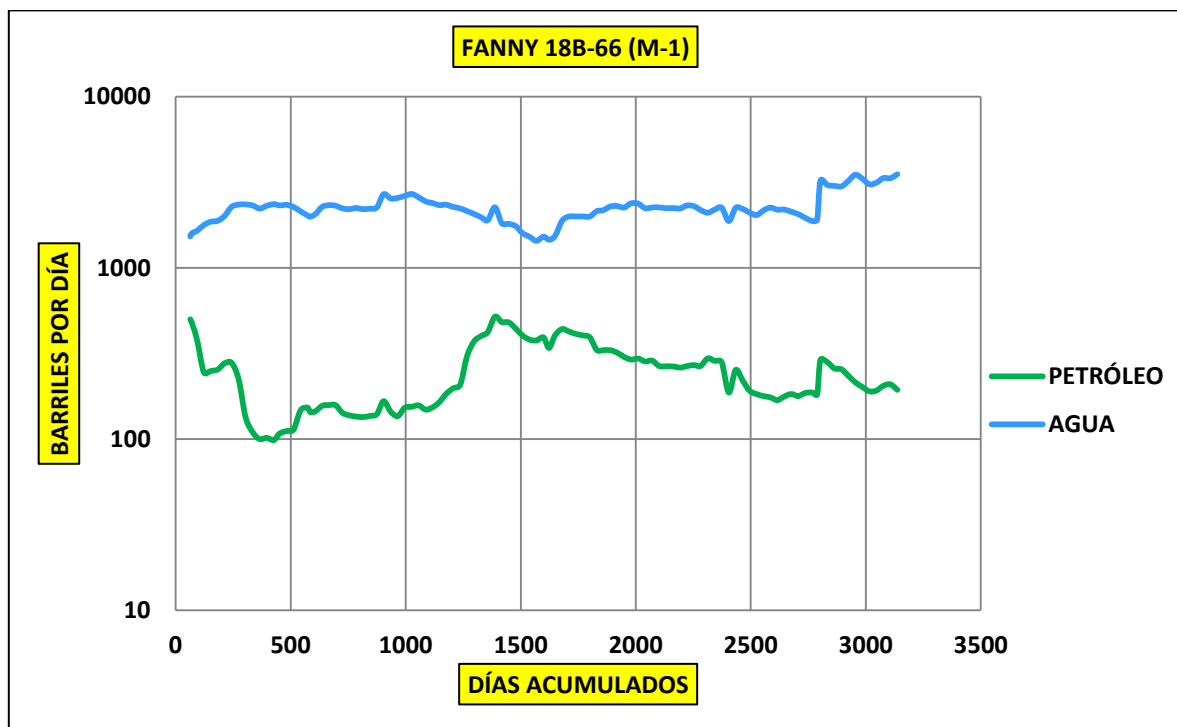


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.9. Pozo Fanny 18B-66 (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 499 BOPD y 83 BWPD con un BSW del 14.28 % hasta alcanzar su tasa máxima de 562 BOPD y 130 BWPD con BSW 18.75 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 194 BOPD y 3522 BWPD con un BSW de 94.78 %. Ver gráfico 4.64.

Gráfico 4.64. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Septiembre de 2002 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con bombeo hidráulico. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 499 BOPD y 83 BWPD con un BSW de 14.28 %.

En el intervalo de octubre de 2002 a noviembre de 2003 se cierra el pozo por fallas en el sistema de levantamiento. Ver gráfico **4.65**.

**Interpretación Período N°2:** En Diciembre de 2003 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo cambiar ensamblaje para bombeo hidráulico y bajar BES GC-2200/170 etapas/304 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz, se obtiene una tasa de 562 BOPD y 130 BWPD con un BSW de 18.75%, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 50 Hz, va declinando su tasa de producción hasta 144 BOPD y 1989 BWPD con un BSW de 93.26% en julio de 2005. En el intervalo de diciembre de 2003 a julio 2005 se obtiene una tasa promedio de 215 BOPD. Ver gráfico **4.65**.

**Alcance WO#1 de Interpretación Período N°2:** En agosto 2005 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo sacar BES, realizar limpieza con broca y raspatubos hasta PBTD y completar el pozo con BES P-31/ 101 etapas/304 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz, se obtiene una tasa de 145 BOPD y 2060 BWPD con un BSW de 93.41% , se incrementa gradualmente la frecuencia hasta máximo de 52 Hz y va aumentando su producción hasta 340 BOPD y 1459 BWPD con un BSW de 81.08 % en junio de 2008. En el intervalo de agosto de 2005 a junio 2008 se obtiene una tasa promedio de 271 BOPD. Ver gráfico **4.65**.

**Interpretación Período N°3:** En Julio de 2008 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo sacar BES, realizar limpieza con broca y raspatubos hasta PBTD + completar el pozo con BES Centurion P-23 / 97 SSD etapas/228 HP, se reduce la frecuencia a 48 Hz, se obtiene una tasa de 403 BOPD y 1532 BWPD con un BSW de 79.19 %, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta máximo de 59 Hz y va declinando su tasa de producción hasta 187 BOPD y 1875 BWPD con un BSW de 90.94% en Agosto de 2011. En el intervalo de julio de 2008 a agosto de 2011 se obtiene una tasa promedio de 275 BOPD. Ver gráfico **4.65**.

**Interpretación Período N°4:** En Septiembre de 2011 se realiza el WO#3 que tuvo como objetivo recuperar ESP P-23/97 etapas/228 HP (problema eléctrico en el conector de superficie). Limpian pozo y bajan ESP: P-47/122 etapas / 336 HP, se

reduce la frecuencia a 42 Hz y se obtiene una tasa de 182 BOPD y 1913 BWPD con un BSW de 91.30 %, aumentando su producción hasta 194 BOPD y 3522 BWPD con un BSW de 94.78% en la actualidad. En el intervalo de septiembre de 2011 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 242 BOPD. Ver gráfico **4.65**.

Las gráficas **4.66** y **4.67**, indican que el pozo se encuentra con un WOR = 18 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Limited, equivalente a (WOR = 50%), además nos presenta datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 782,676 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 810,194 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 27,512 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

La gráfica **4.68** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

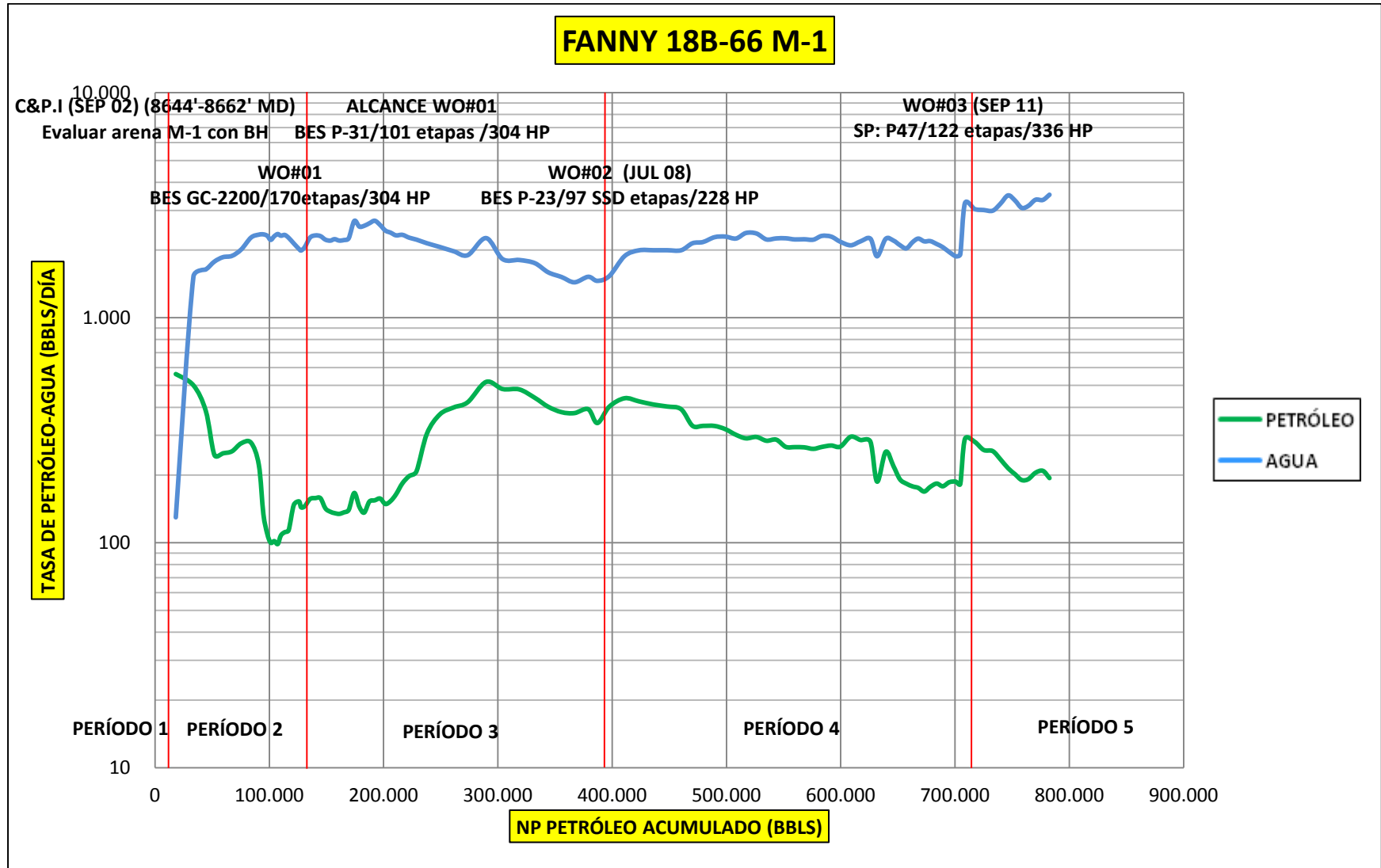
Producción Acumulada **(NP) = 782,676 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 912,642 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 129,966 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $= 129,966 - 27,512 = 102,448$  BBLS (11.22 %).

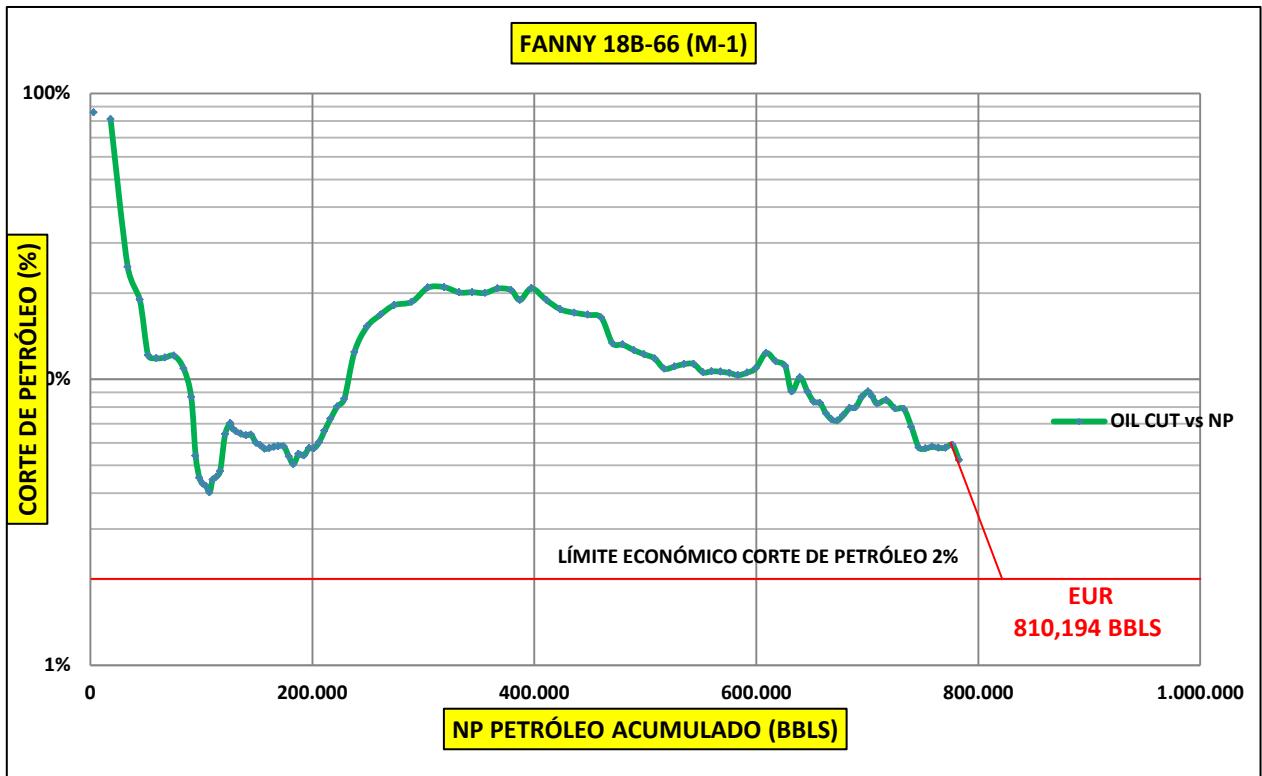
**Gráfico 4.65. Producción Diaria Petróleo - Agua vs Acumulada de Petróleo**



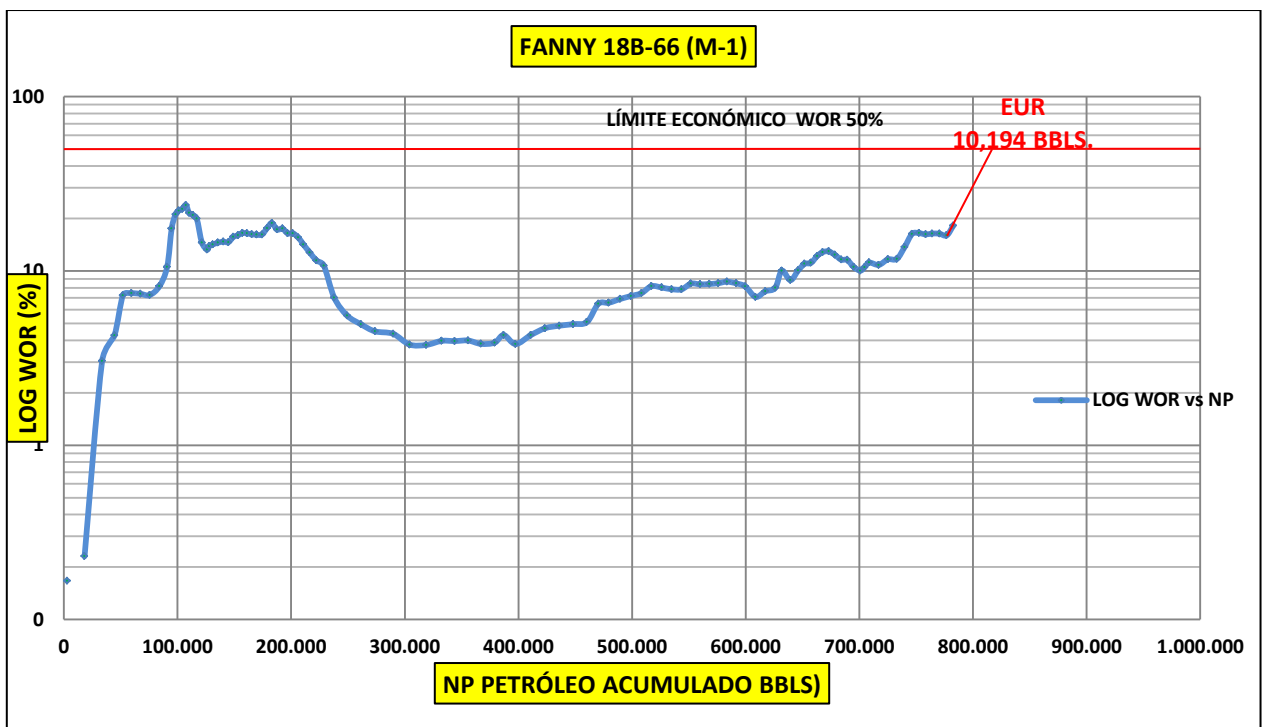
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.66.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



**Gráfico 4.67.** Log WOR vs Producción Acumulada.

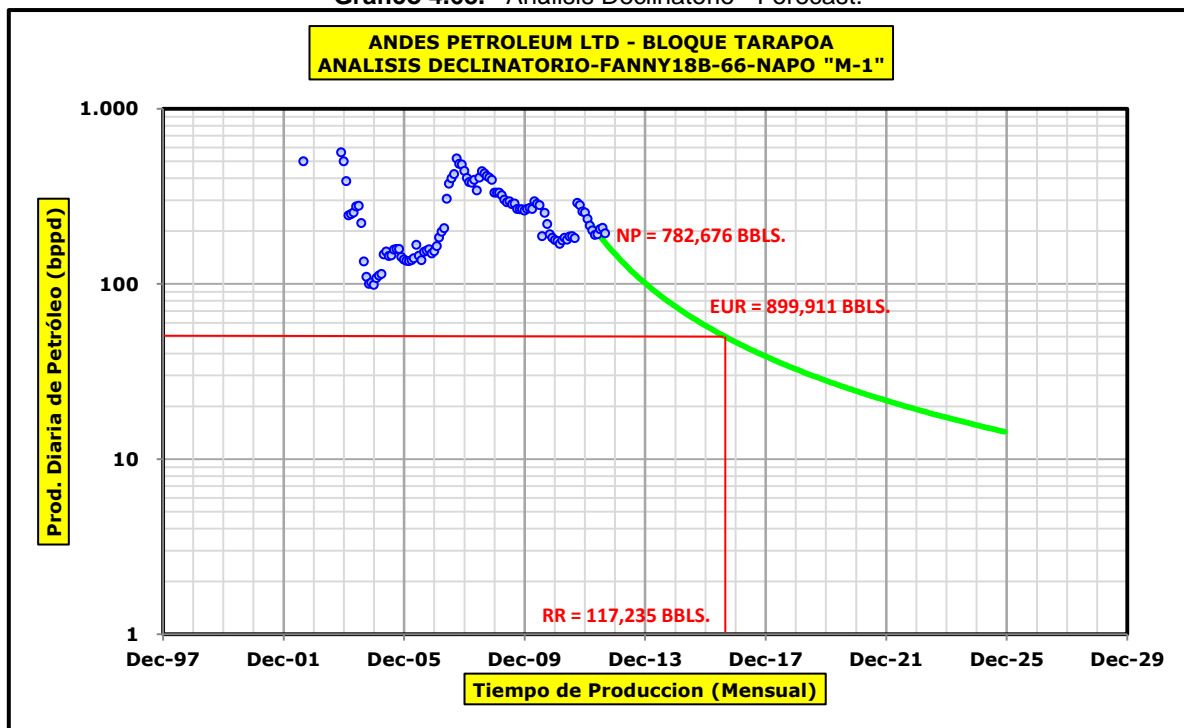


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.



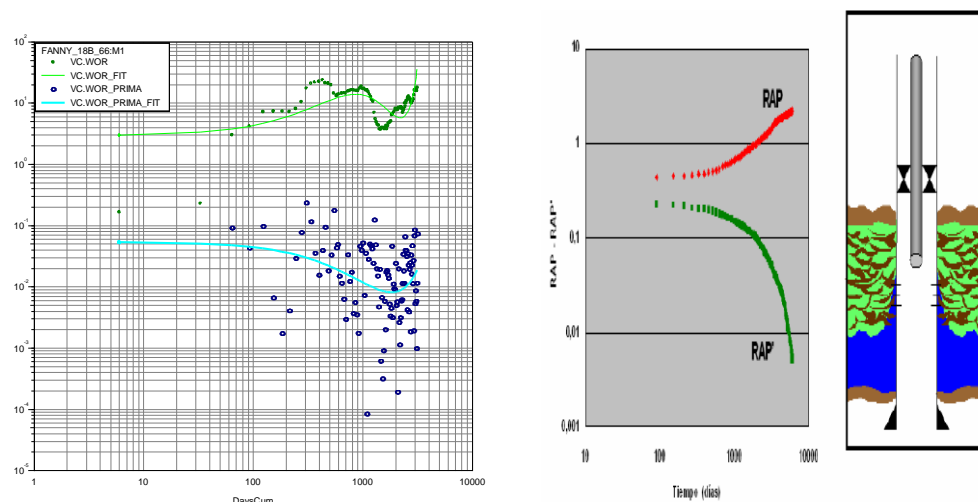
**Gráfico 4.68.** Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.69 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un **BARRIDO NORMAL** del yacimiento por efecto del agua.

**Gráfico 4.69.** RAP-RAP' vs Tiempo.



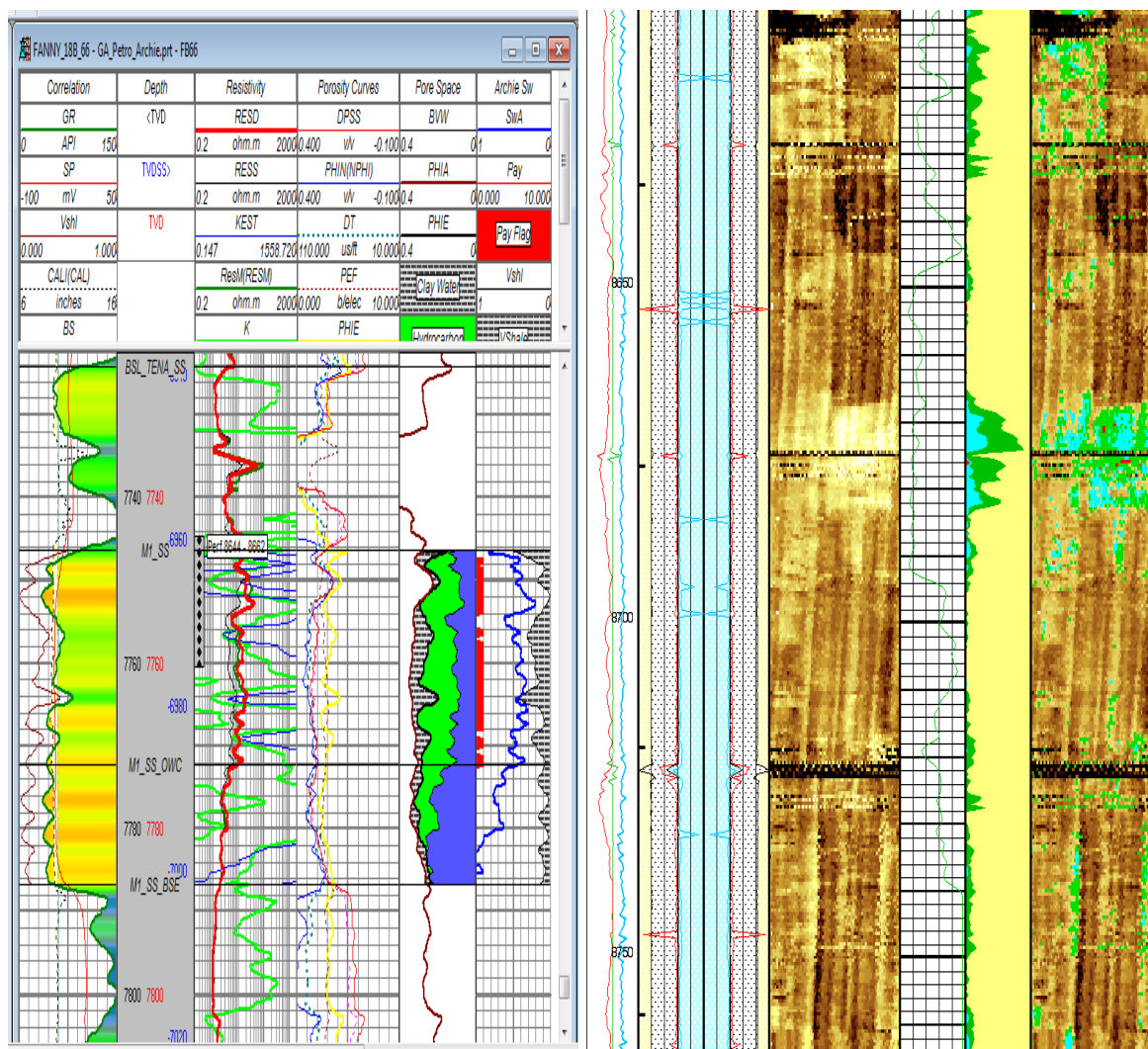
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro eléctrico (gráfico 4.70), indica un espesor neto de arena productora de 7' y otra de 15' las 2 separadas por una arcilla intercalada de 2 ft, el contacto agua-petróleo se encuentra a 7772 ft (TVD), el intervalo perforado está en 8644' - 8662' en MD (18ft), con una permeabilidad estimada de  $K = 1800$  mD. La saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.37$  y una porosidad de  $\phi = 0.26$ .

El registro de cementación (gráfico 4.71) se observa un CBLF  $\geq 5$  mV y un USIG bueno, esto indica una adherencia buena alrededor del casing, está parcialmente bien cementado, en la parte inferior es probable un problema de canalización detrás del casing.

**Gráfico 4.70. Registro Eléctrico Fanny 18B-66    Gráfico 4.71. Registro Cementación Fanny 18B-66**

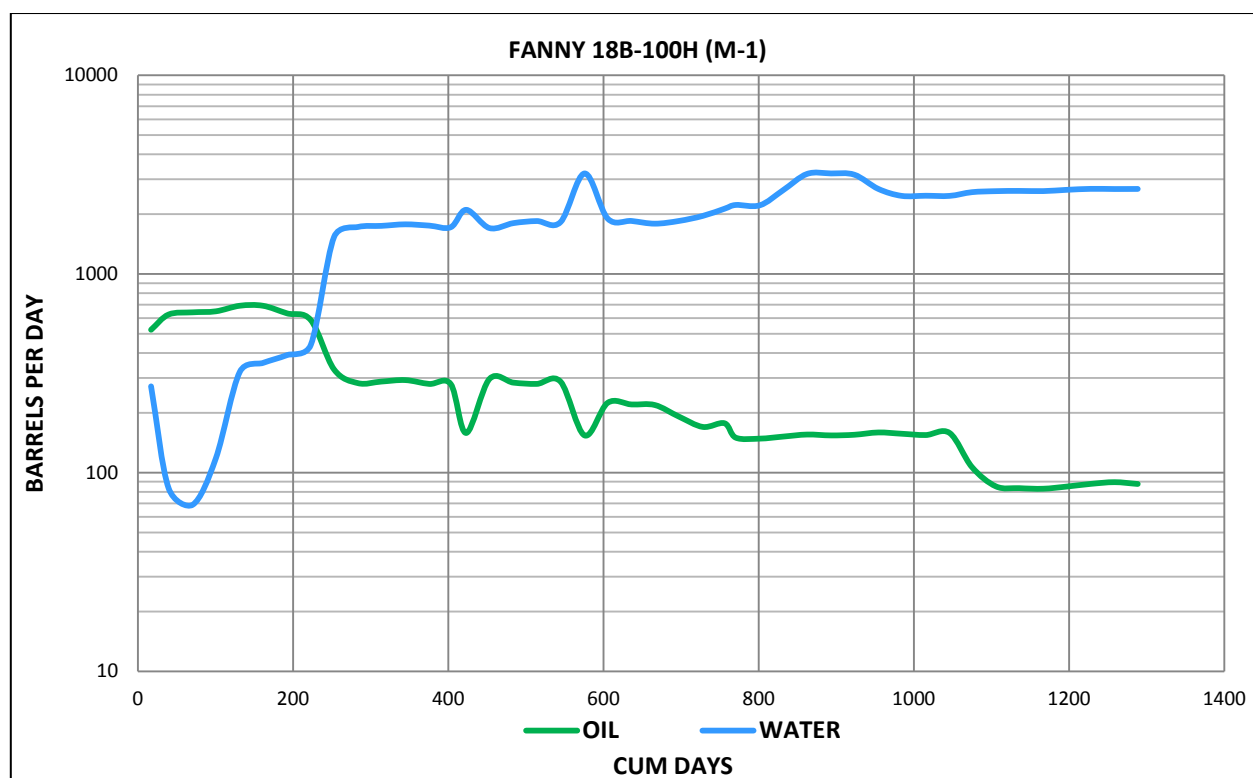


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.10. Fanny 18B-100H (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 524 BOPD y 272 BWPD con un BSW del 34.17 % hasta alcanzar su tasa máxima de 692 BOPD y 322 BWPD con BSW 31.72 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 88 BOPD y 2681 BWPD con un BSW de 96.83 %. Ver gráfico 4.72.

**Gráfico 4.72.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

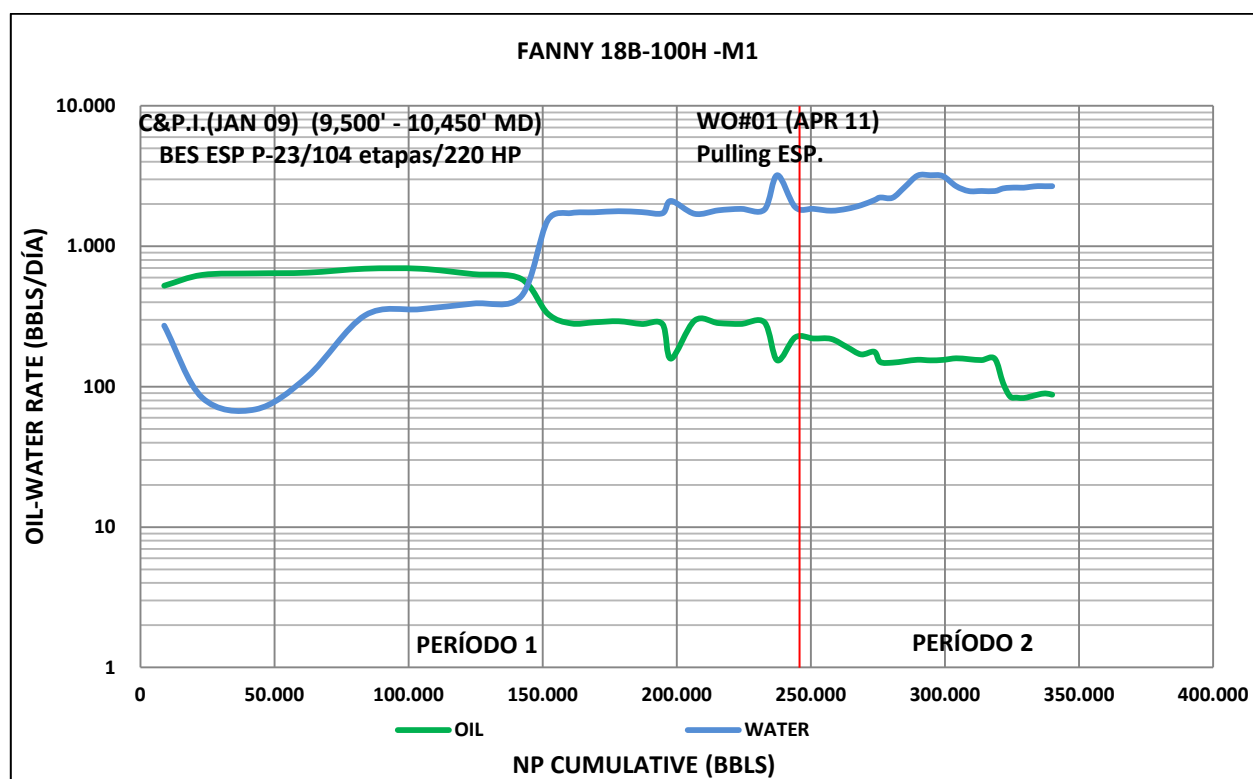
**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Enero de 2009 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES ESP P-23/104 etapas 220 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 524 BOPD y 272

BWPD con un BSW de 34.17 % y va aumentando hasta una tasa máxima de 692 BOPD y 357 BWPD con un BSW de 34.02% y va declinando su producción hasta 177 BOPD y 2132 BWPD con un BSW de 92.32% en Febrero de 2011. En el intervalo de enero de 2009 a febrero de se obtiene una tasa promedio de 364 BOPD. Ver gráfico 4.73.

**Interpretación Período N°2:** En Abril de 2011 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo: Pulling ESP, se incrementa la frecuencia a 48 Hz y se obtiene una tasa de 150 BOPD y 2227 BWPD con un BSW de 93.69%, se va incrementando gradualmente la frecuencia hasta 50 Hz y va aumentando su producción hasta una tasa máxima de 158 BOPD y 2474 BWPD con un BSW de 93.98% en enero de 2012 luego va declinando su producción hasta 88 BOPD y 2681 BWPD con un BSW de 96.83% en la actualidad. En el intervalo de abril de 2011 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 125 BOPD. Ver gráfico 4.73.

**Gráfico 4.73.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

Las gráficas **4.74** y **4.75**, indican que el pozo se encuentra con un WOR = 31 % lejos del límite económico propuesto por la empresa (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada (**NP**) = **340,015 BBLs**.

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **389,996 BBLs**.

**Reservas Remanentes** (RR) = 49,981 BBLs al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.76** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

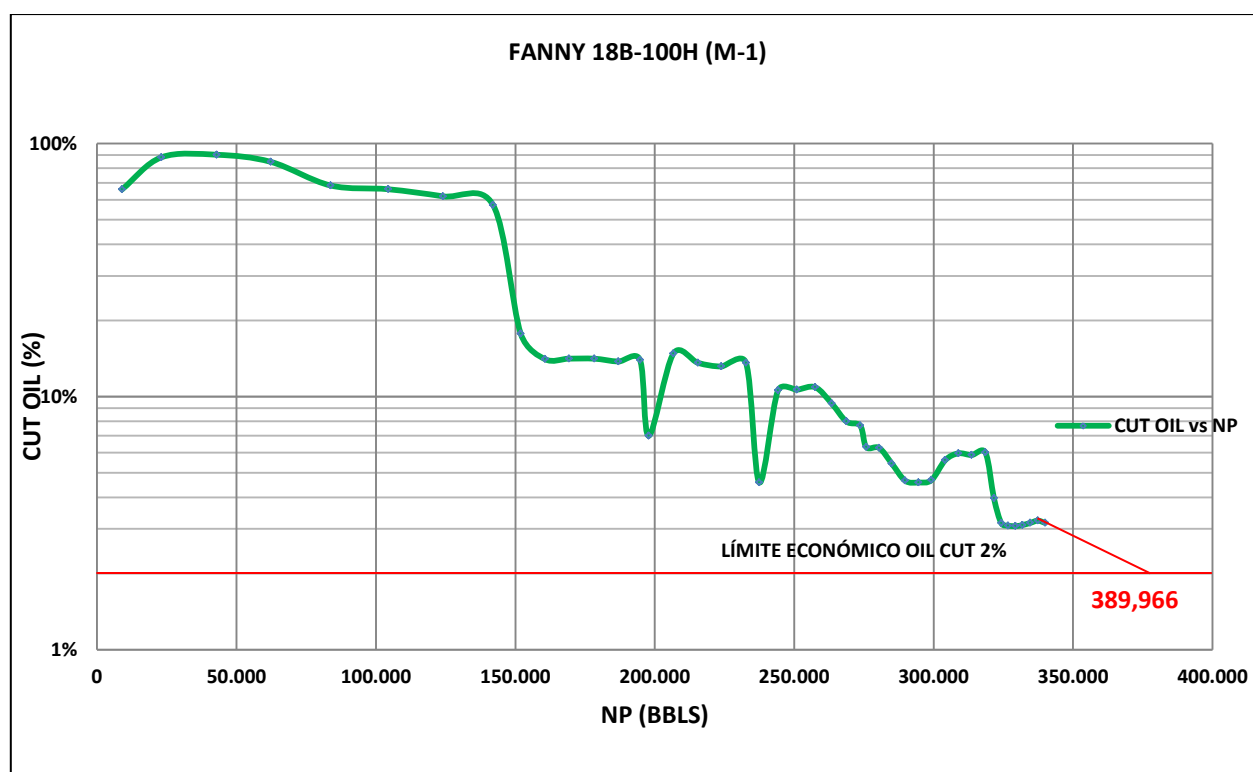
Producción Acumulada (**NP**) = **340,015 BBLs**.

Recuperación Final Estimada (**EUR**)= **402,108 BBLs**.

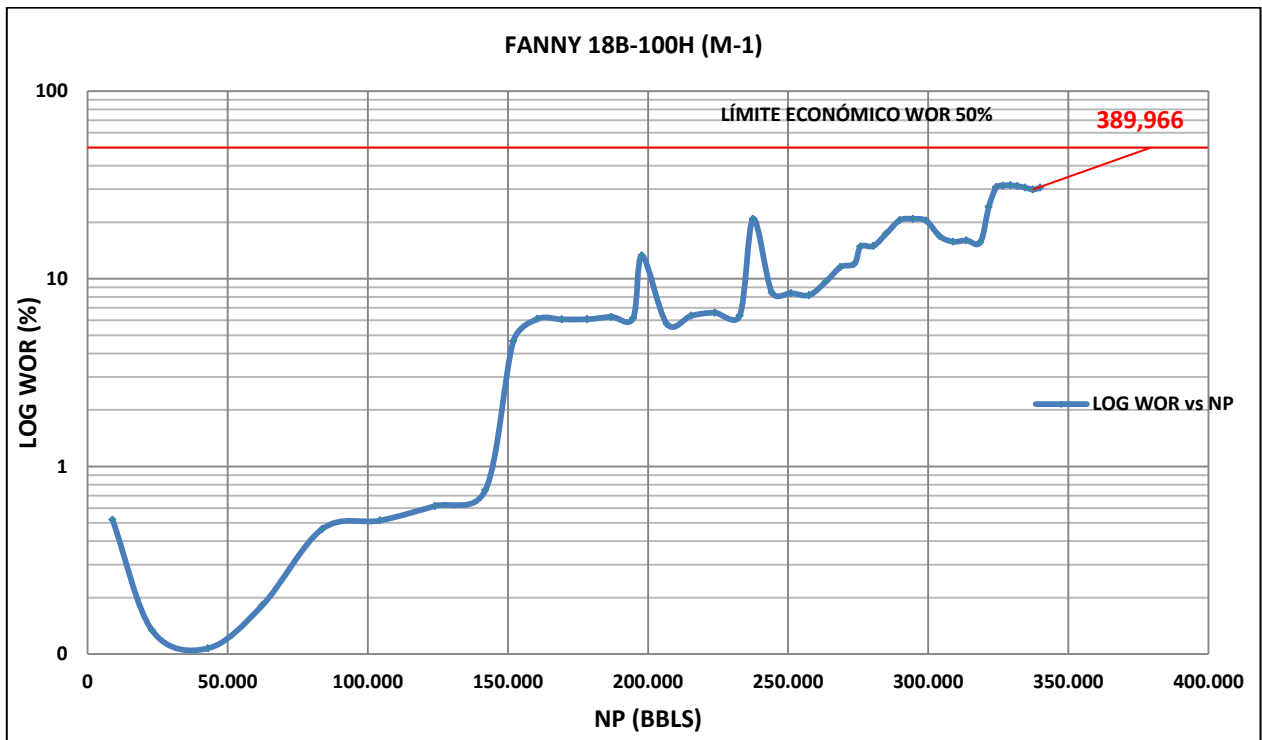
**Reservas Remanentes** (RR) = 62,093 BBLs al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia: ==  $62,093 - 49,981 = 12,112$  BBLs (3 %).

**Gráfico 4.74.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



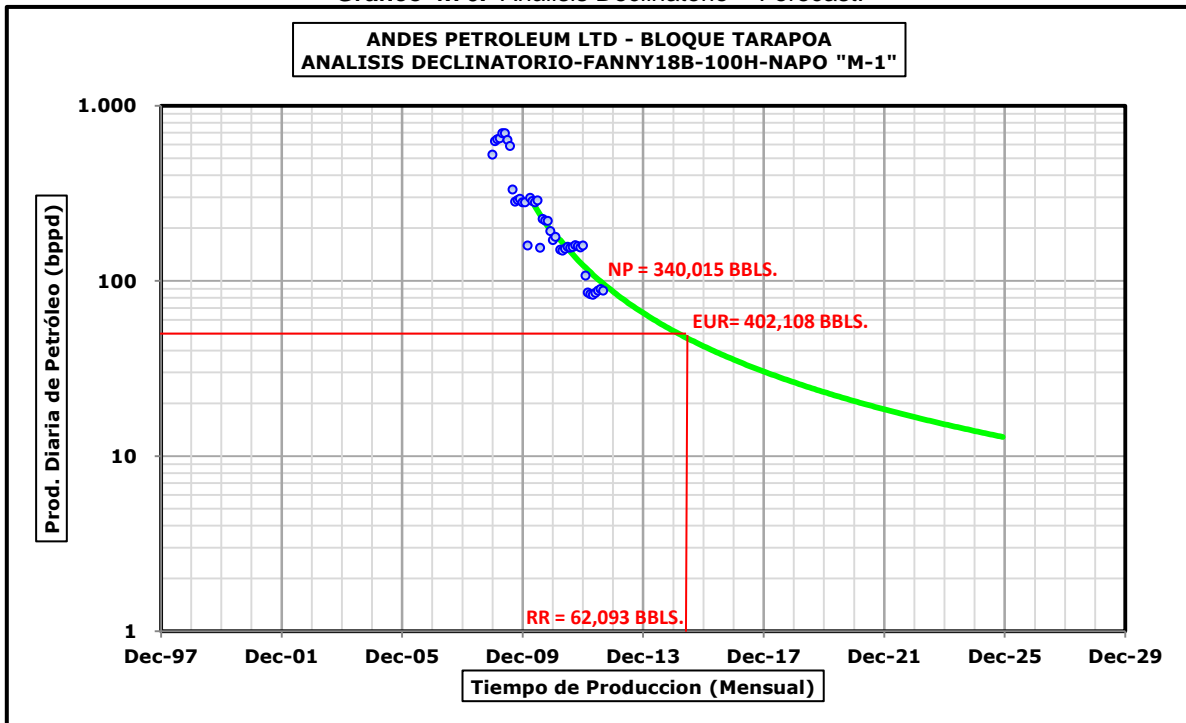
**Gráfico 4.75. Log WOR vs Producción Acumulada.**



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Gráfico 4.76. Análisis Declinatorio - Forecast.**

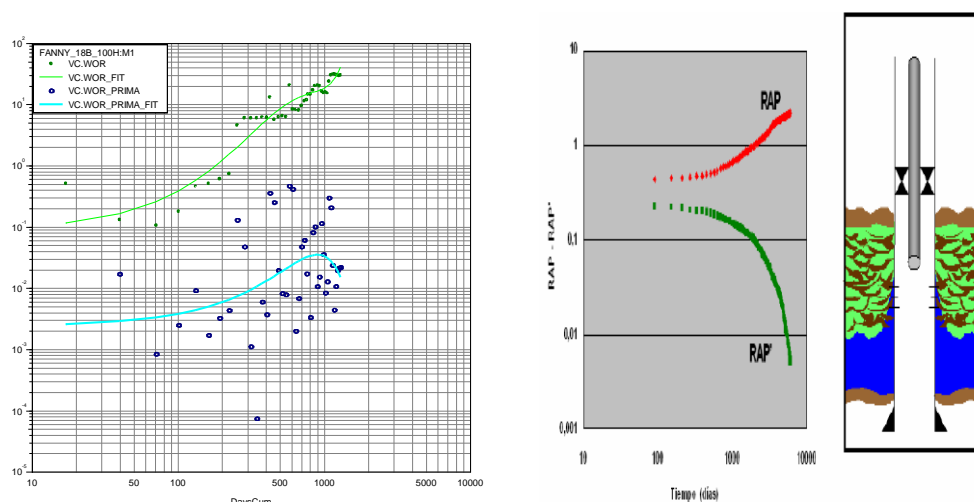


Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico **4.77** RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa que la curva de la derivada (RAP)' disminuye con el tiempo, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un caso de **CONIFICACION**.

**Gráfico 4.77.** RAP-RAP' vs Tiempo.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

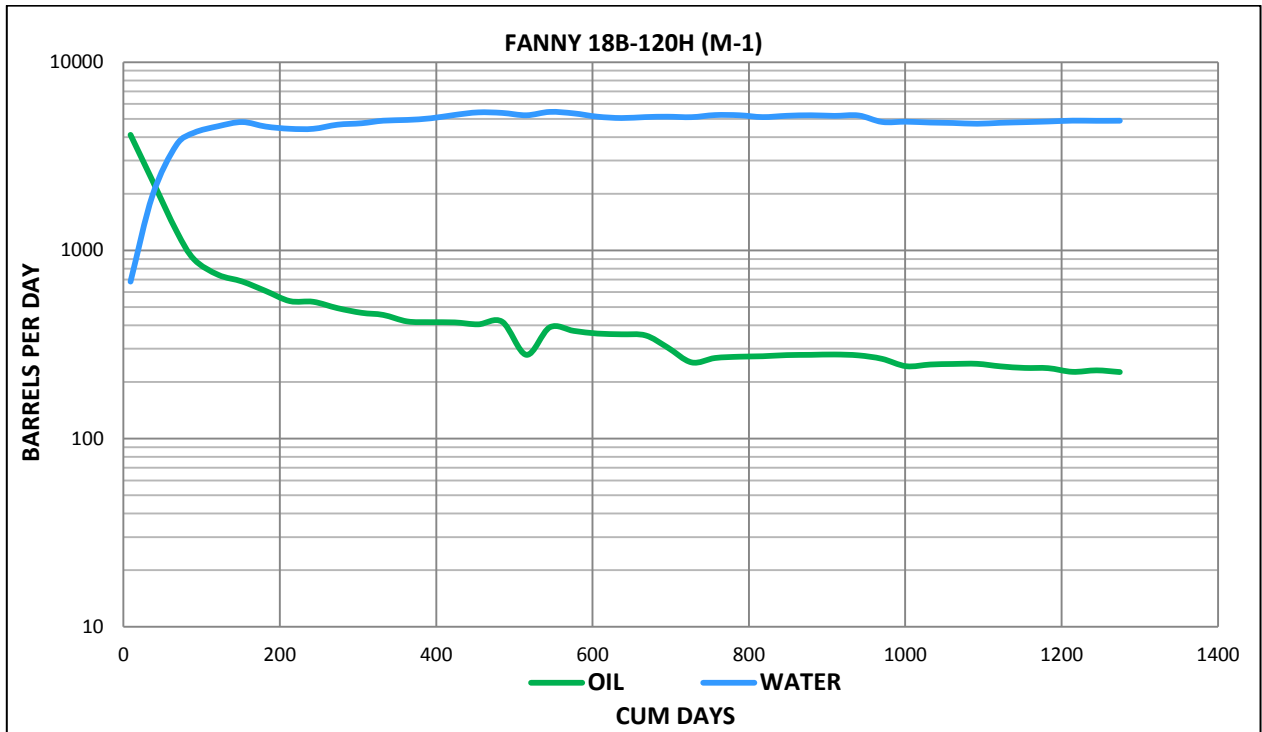
**Elaborado por:** Oscar Arias.

No existe registro eléctrico indica un espesor neto de arena productora de 7' y otra de 15' las 2 separadas por una arcilla intercalada de 2 ft, el contacto agua-petróleo se encuentra a 7772 ft (TVD), el intervalo perforado está en 8644' - 8662' en MD (18ft), con una permeabilidad estimada de K= 1800 mD. La saturación de agua inicial es de Sw= 0.37 y una porosidad de Ø= 0.26.

#### 4.1.11. Pozo Fanny 18B-120H (M-1)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 4108 BOPD y 693 BWPD con un BSW del 14.25 % este valor fue la tasa máxima de producción. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 226 BOPD y 4883 BWPD con un BSW de 95.58%. Ver gráfica **4.78**.

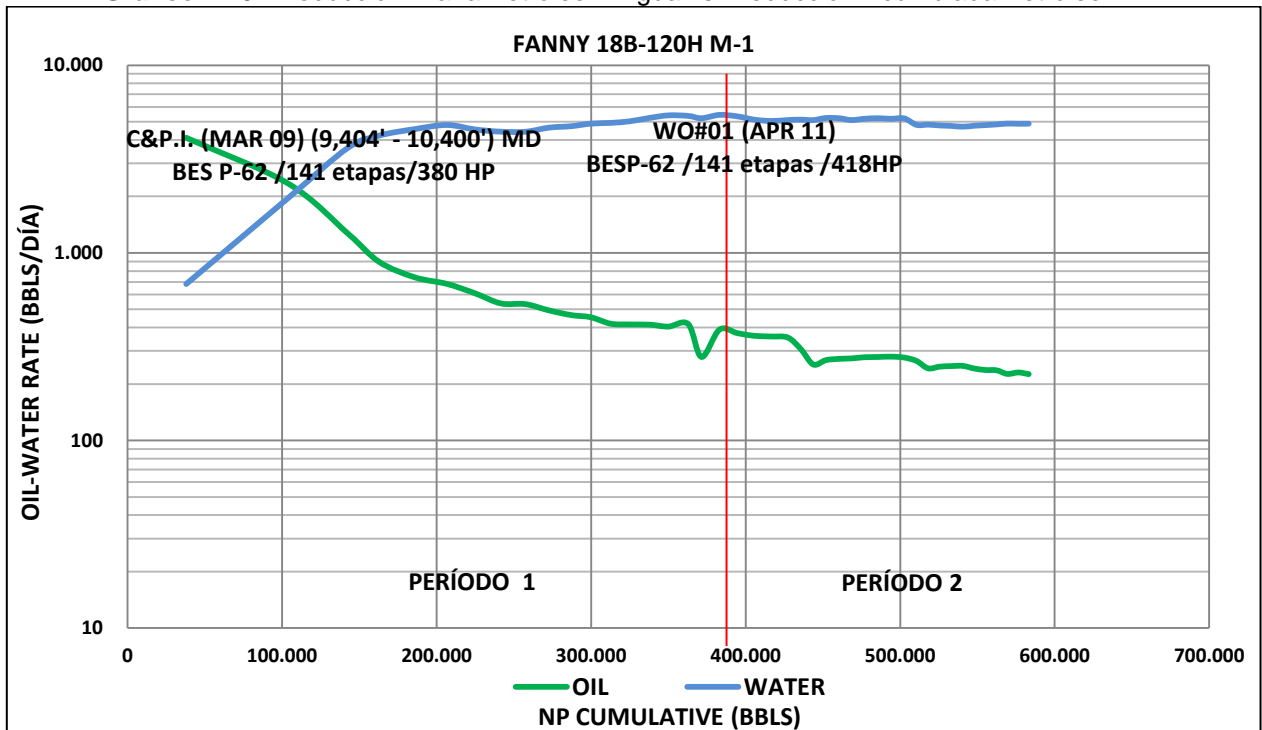
**Gráfico 4.78.** Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.79.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.



**Interpretación Período N°1:** En marzo de 2009 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES P-62 /141 etapas /380 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 4108 BOPD y 683 BWPD con un BSW de 14.25 %, se reduce e incrementa la frecuencia en ciertos intervalos y va declinando su producción hasta 1264 BOPD y 3638 BWPD con un BSW de 74.21 % en mayo de 2009. En el intervalo de marzo a mayo de 2009 se obtiene una tasa promedio de 2573 BOPD. Ver gráfico **4.79**.

**Interpretación Período N°2:** En Junio de 2009 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo: Sacar equipo. Limpiar el pozo. Completar P-62 /141 etapas/ 418HP en tubería 4-1/2", con una frecuencia de 50 HZ y se obtiene una tasa de 896 BOPD y 4218 BWPD con un BSW de 82.48%, luego va declinando su producción hasta 226 BOPD y 4883 BWPD con un BSW de 95.58% en la actualidad. En el intervalo de junio de 2009 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 355 BOPD. Ver gráfica **4.79**.

Las gráficas **4.80** y **4.81** indican que el pozo se encuentra con un WOR = 22 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

**Producción Acumulada (NP) = 583,209 BBLS.**

**Recuperación Final Estimada (EUR)= 746,764 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 163,555 BBLS al límite económico del WOR 50 %.**

La gráfica **4.82** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

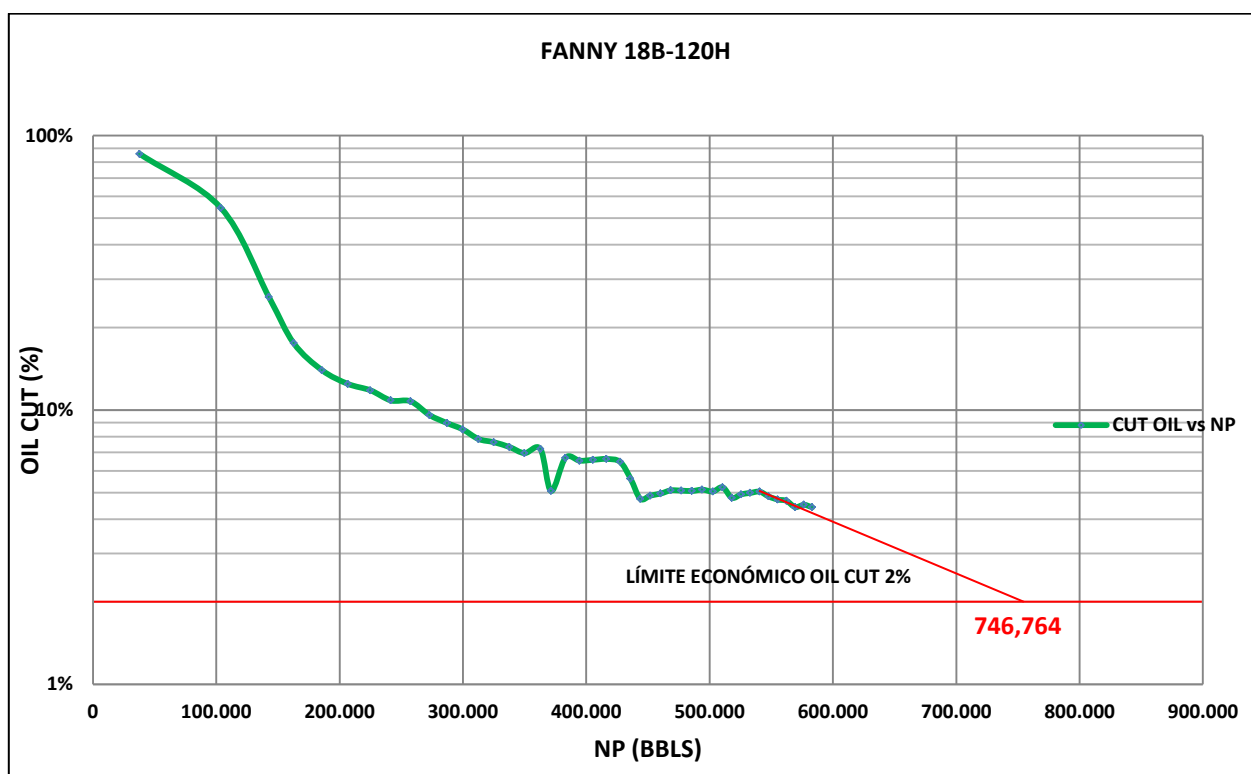
**Producción Acumulada (NP) = 583,209 BBLS.**

**Recuperación Final Estimada (EUR)= 1, 090,890 BBLS.**

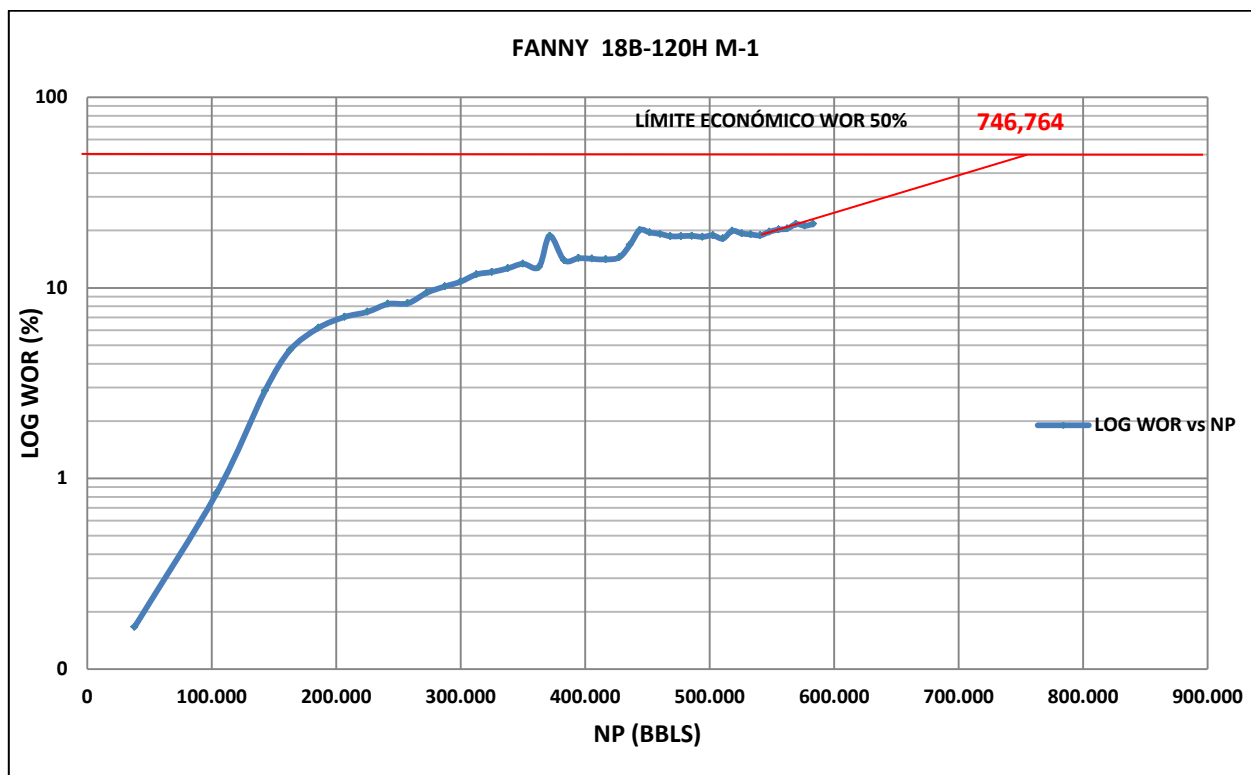
**Reservas Remanentes (RR) = 507,682 BBLS al límite económico de 50 BOPD.**

**Diferencia: = 507,682 – 163,555 = 344,127 BBLS (31,54 %).**

**Gráfico 4.80.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



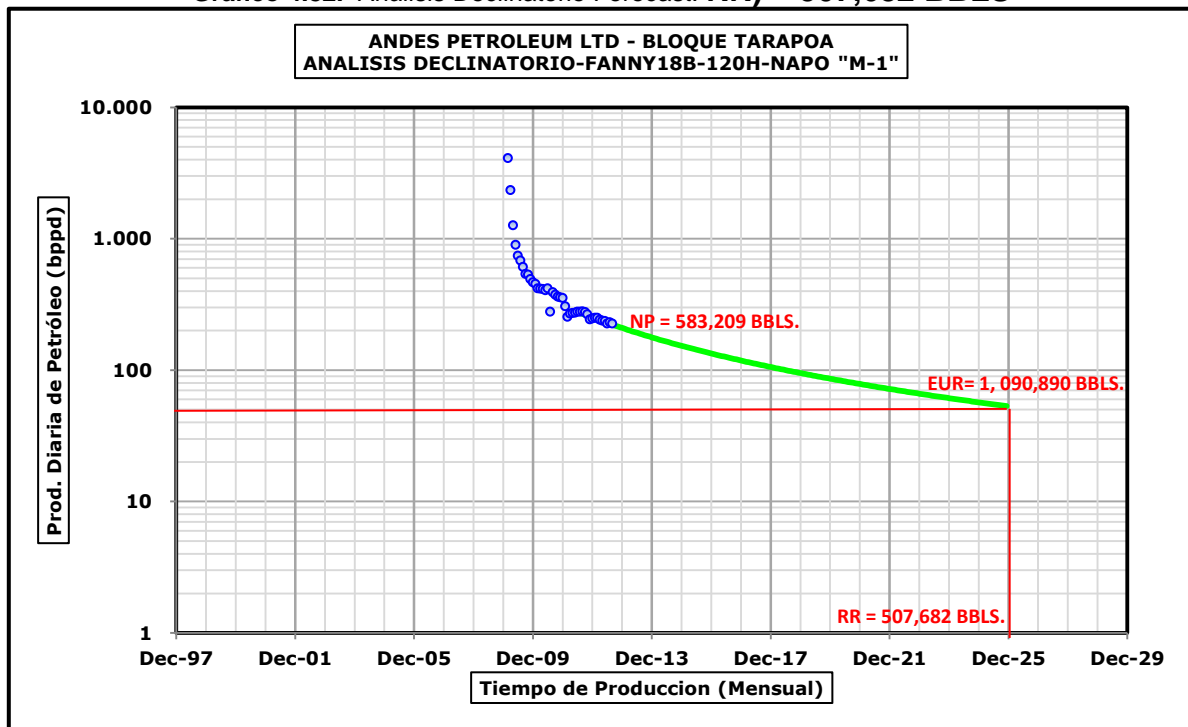
**Gráfico 4.81.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

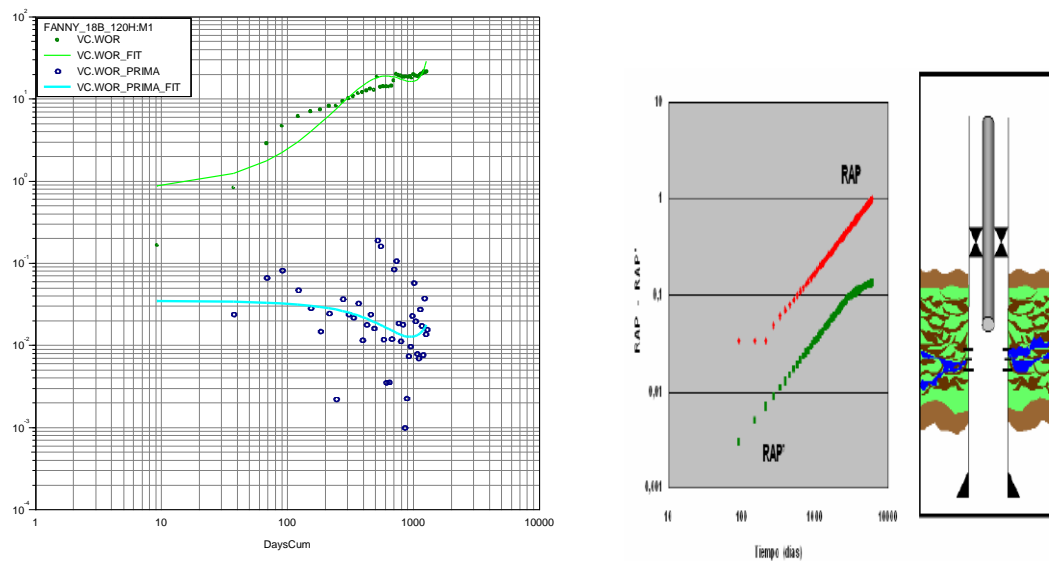
**Gráfico 4.82. Análisis Declinatorio Forecast.  $RR = 507,682$  BBLS**



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.83 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O ADEDAMIENTO**.

**Gráfico 4.83. RAP-RAP vs Tiempo.**



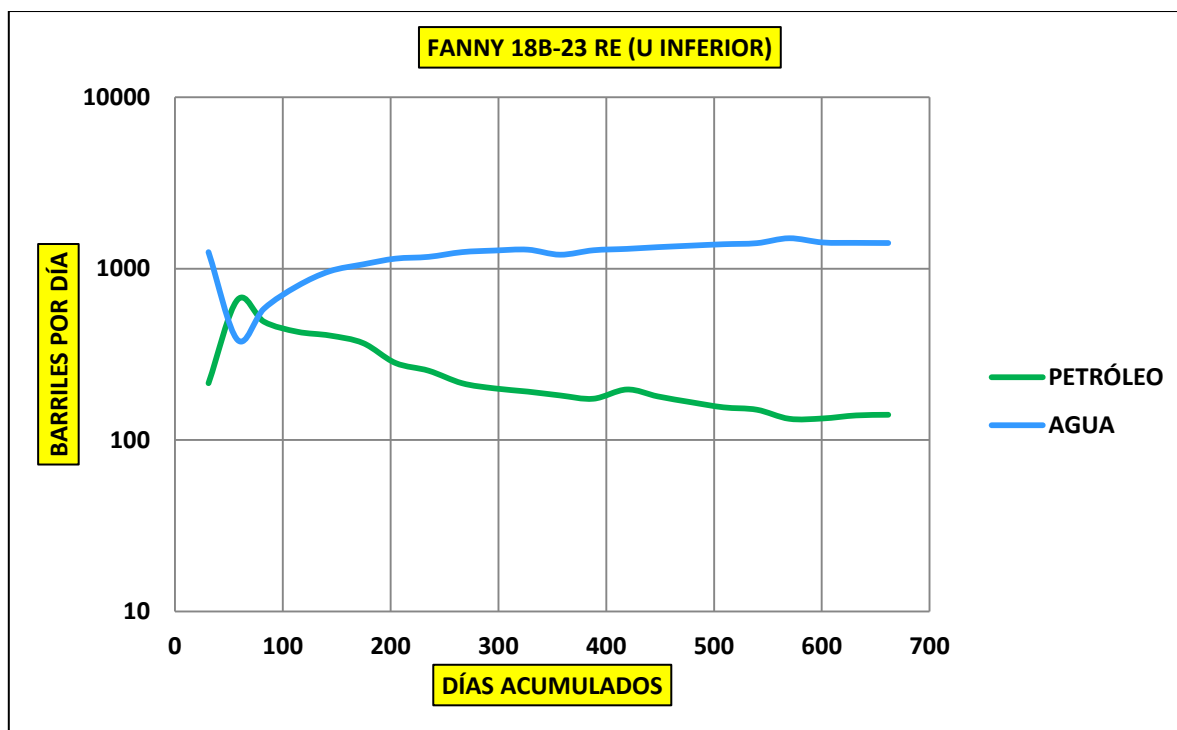
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

#### 4.1.12. Pozo Fanny 18B-23 RE (U-Inferior).

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 215 BOPD y 1249 BWPD con un BSW del 85.34 % hasta alcanzar su tasa máxima de 659 BOPD y 384 BWPD con BSW 36.81 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 140 BOPD y 1412 BWPD con un BSW de 90.95 %. Ver gráfico 4.84.

Gráfico 4.84. Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Julio de 2010 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo: Recuperan ESP. Corren registro RST. Bajan 3 ½" Kill String @ 1980'. Se realiza una perforación Re-entry en el pozo se lo completa, con una frecuencia inicial de 45 Hz y se obtiene una tasa nueva producción inicial de 215 BOPD y

1249 BWPD con un BSW de 85.39% en agosto de 2010, de septiembre a diciembre de 2010 el pozo permanece cerrado y se lo vuelve abrir en enero 2011 con la misma frecuencia y se obtiene una tasa de 659 BOPD y 384 BWPD con un BSW de 36.81%, se va incrementando gradualmente la frecuencia hasta 47 Hz y va declinando la tasa de producción hasta 140 BOPD y 1412 BWPD con un BSW de 90.94% en la actualidad. En el intervalo de agosto de 2010 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 248 BOPD. Ver gráfico **4.84**.

Las gráficas **4.85** y **4.86** indican que el pozo se encuentra con un WOR = 10 % lejos del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 161,405 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 164,856 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 3,451 BBLS** al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.87** presenta las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

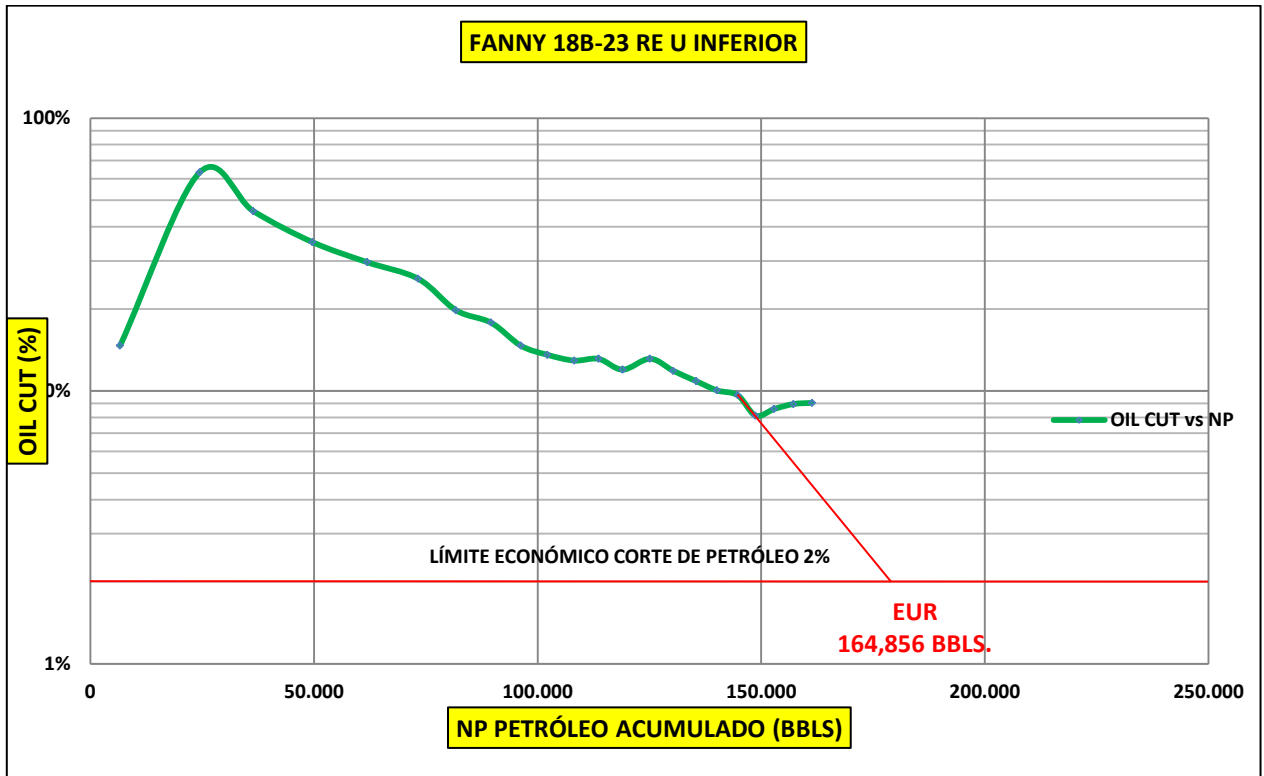
Producción Acumulada **(NP) = 161,405 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 204,732 BBLS.**

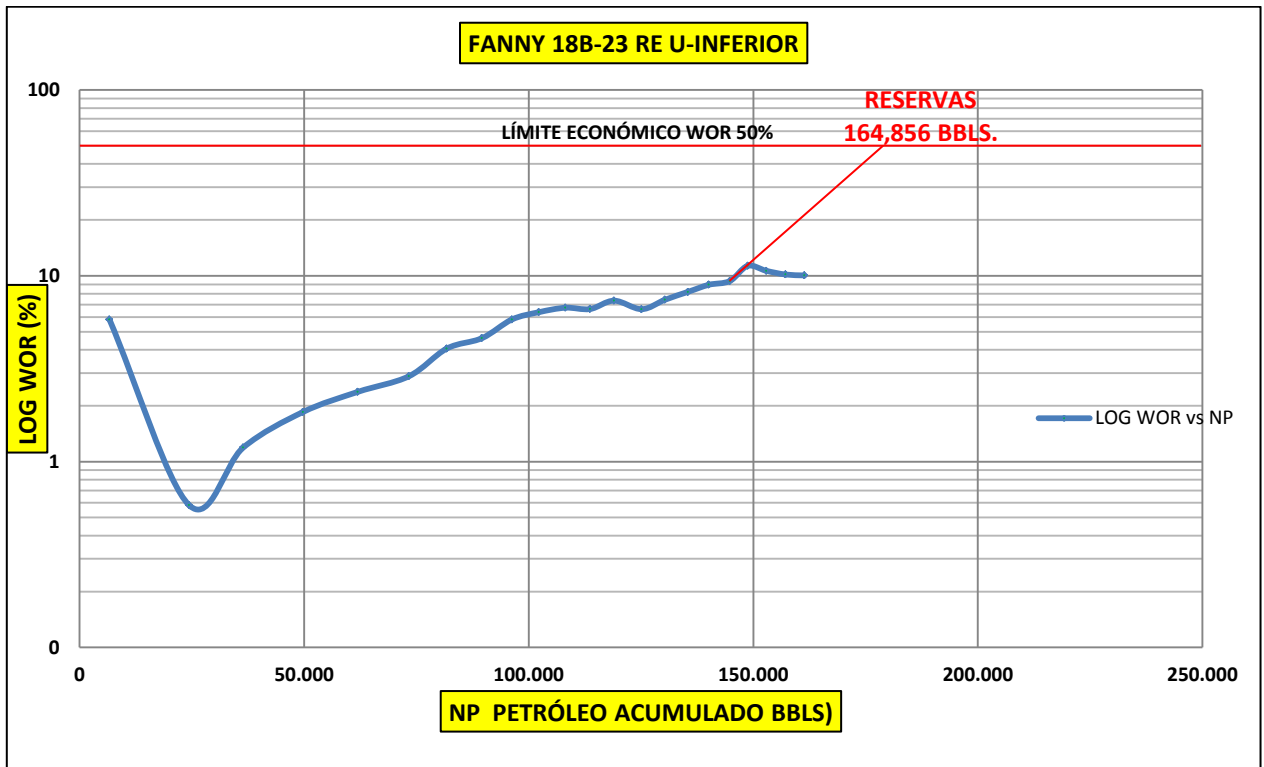
**Reservas Remanentes (RR) = 43,327 BBLS** al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia: = 43,327 – 3,451 = 39,876 BBLS (19,47 %).

**Gráfico 4.85.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



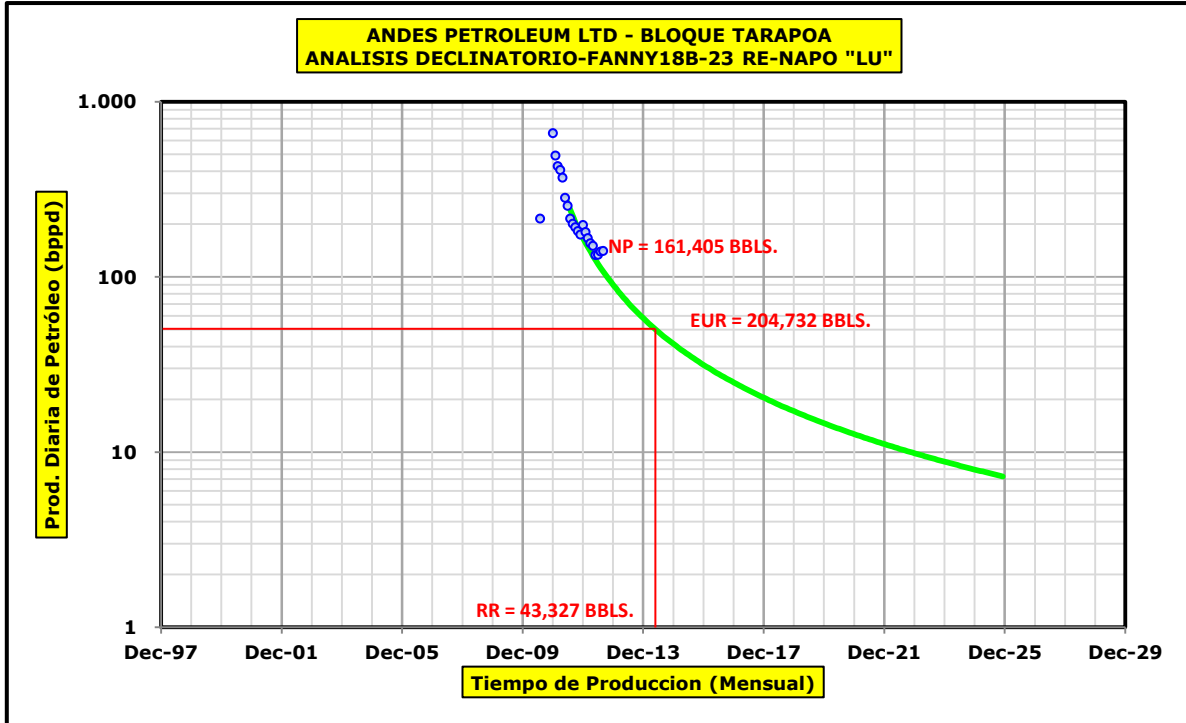
**Gráfico 4.86.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

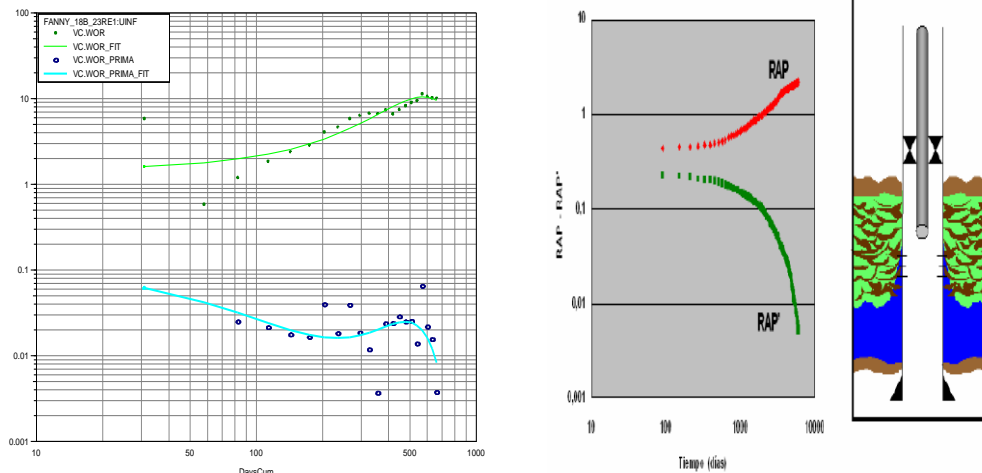
Gráfico 4.87. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.88. RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa que la curva de la derivada (RAP)' disminuye con el tiempo, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un caso de **CONIFICACION CANALIZACION O ADEDAMIENTO**.

Gráfico 4.88. RAP-RAP vs Tiempo.



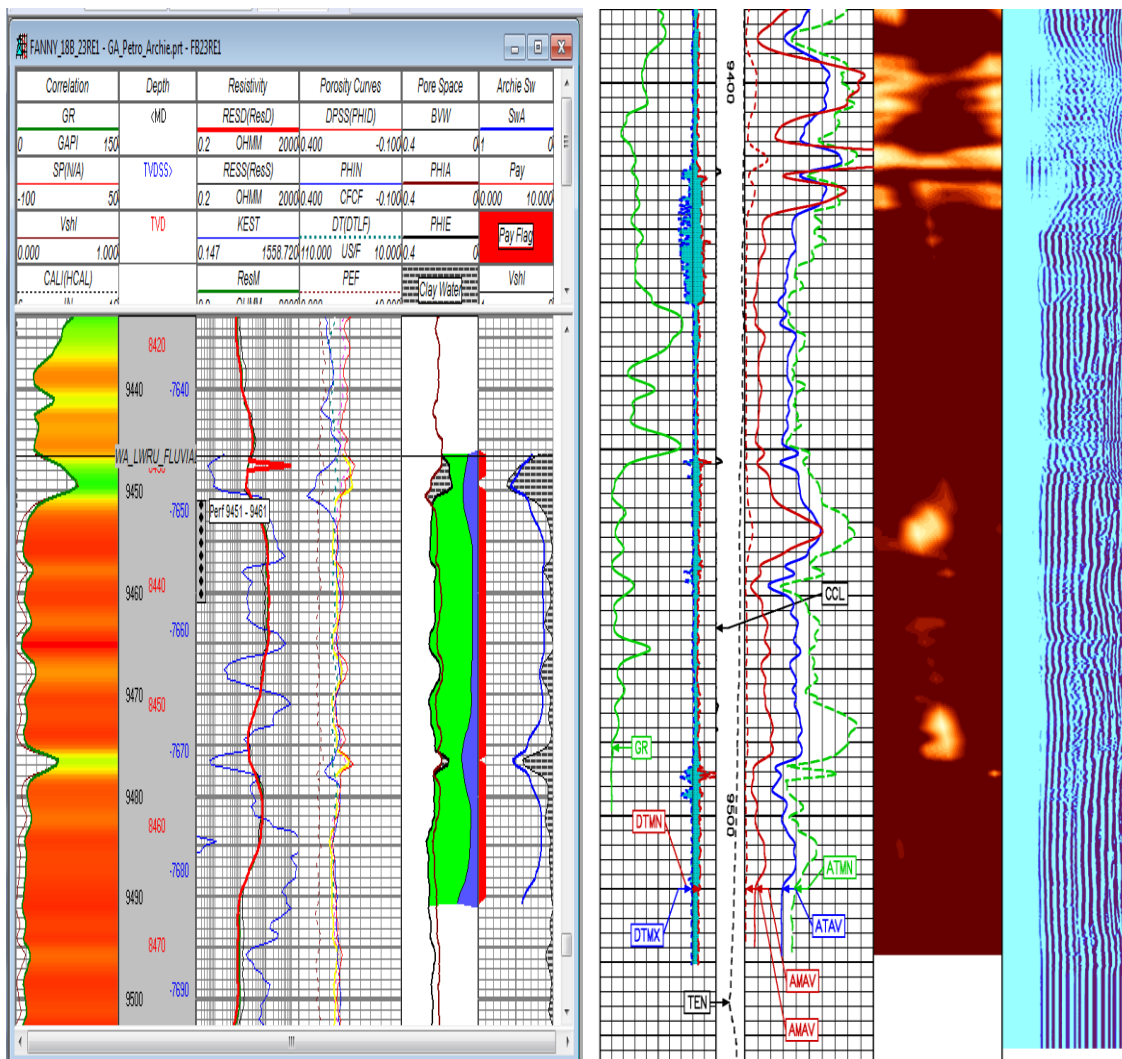
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro eléctrico (gráfico **4.89**) indica un espesor neto de 40' de arena, la permeabilidad estimada es de  $K = 1600$  mD, el contacto agua-petróleo se encuentra a 9446 ft en (TVD), el intervalo perforado está en 9451'- 9461' en MD (10 ft) La saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.33$  y una porosidad de  $\phi = 0.14$ .

El registro de cementación (gráfico **4.90**) se visualiza un CBLF < 5 mV, y el USIT nos indica una buena adherencia alrededor del casing, se encuentra bien cementado el pozo, es poco probable un problema de flujo de agua detrás del revestidor (casing).

**Gráfico 4.89. Registro Eléctrico F18B-23RE Gráfico 4.90. Registro Cementación F18B-23RE**



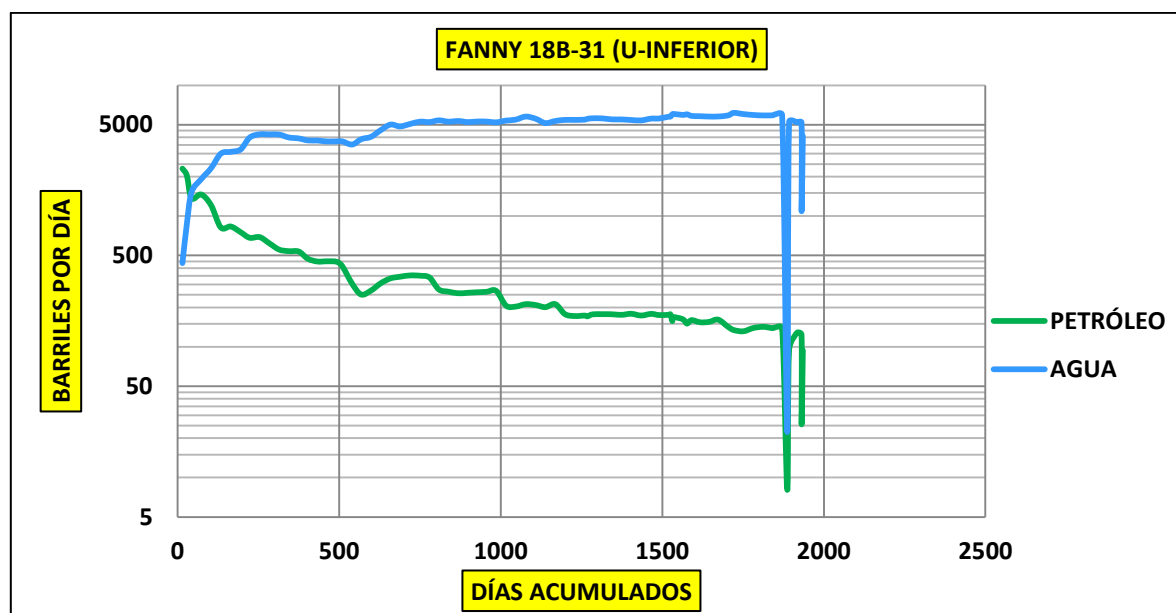
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.



#### 4.1.13. Pozo Fanny 18B-31 (U-Inferior)

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 2305 BOPD y 437 BWPD con un BSW del 15.93 % este valor fue la tasa máxima de producción. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 94 BOPD y 4091 BWPD con un BSW de 97.76%. Ver gráfico 4.91.

**Gráfico 4.91.** Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.



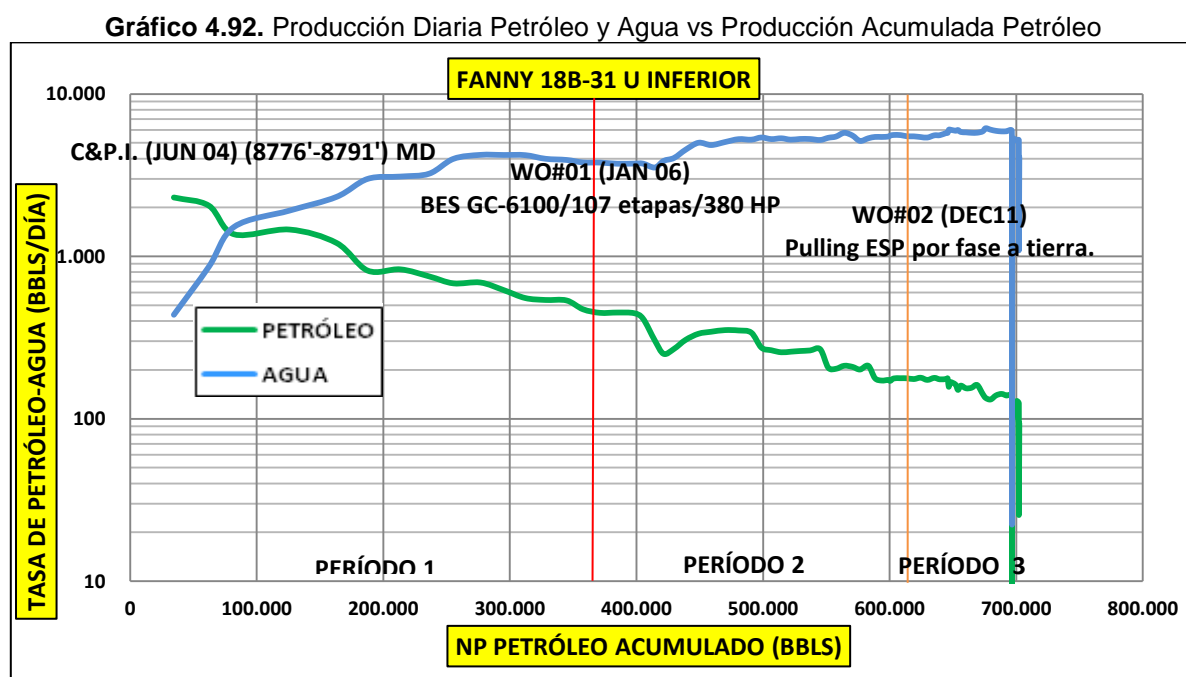
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Junio de 2004 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GC-4100/116 etapas /304 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 2305 BOPD y 437 BWPD con un BSW de 15.93%, se incrementa gradualmente la frecuencia hasta 59 Hz, va declinando su tasa de producción hasta 414 BOPD y 3726 BWPD con un BSW de 90 % en diciembre de 2005. En el intervalo de junio de 2004 a diciembre de 2005 se obtiene una tasa promedio de 877 BOPD. Ver gráfico 4.92.

**Interpretación Período N°2:** En Enero de 2006 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo cambiar BES y bajar GC-6100 / 107 etapas / 380 HP, se reduce la frecuencia hasta 47 Hz, se obtiene una tasa de 303 BOPD y 3526 BWPD con un BSW de 92.08 %, nuevamente se incrementa la frecuencia gradualmente hasta máximo de 54 Hz, va declinando su tasa de producción hasta 8 BOPD y 22 BWPD con un BSW de 73.47% en noviembre de 2011. En el intervalo de enero de 2006 a noviembre de 2011 se obtiene una tasa promedio de 205 BOPD. Ver gráfico 4.92.

**Interpretación Período N°3:** En Diciembre de 2011 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo pulling ESP por fase a tierra, se reduce la frecuencia hasta 45 Hz y se obtiene una tasa de 95 BOPD y 5253 BWPD con un BSW de 98.23%, va aumentando su producción hasta alcanzar su tasa máxima de 129 BOPD y 5204 BWPD con un BSW de 97.59%, posteriormente declina su producción hasta 94 BOPD y 4091 BWPD con un BSW de 97.76% en la actualidad. En el intervalo de diciembre de 2011 a septiembre de 2012 se obtiene una tasa promedio de 93 BOPD. Ver gráfico 4.92.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

Las gráficas **4.93** y **4.94** indican que el pozo se encuentra con un WOR = 44 % cerca del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 702,461 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 705,281 BBLS.**

**Reservas Remanentes** (RR) = 2,829 BBLS al límite económico del WOR 50 %.

La grafica **4.95** presenta las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

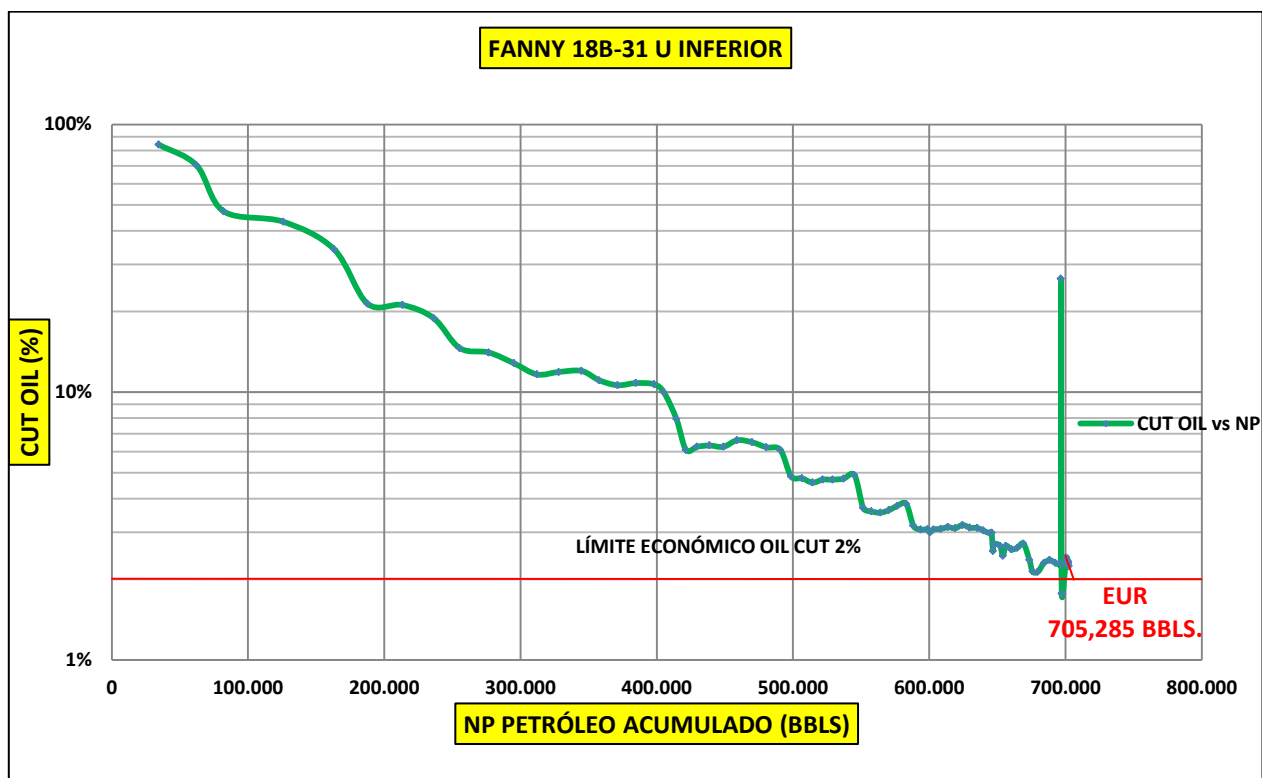
Producción Acumulada **(NP) = 702,461 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 789,416 BBLS.**

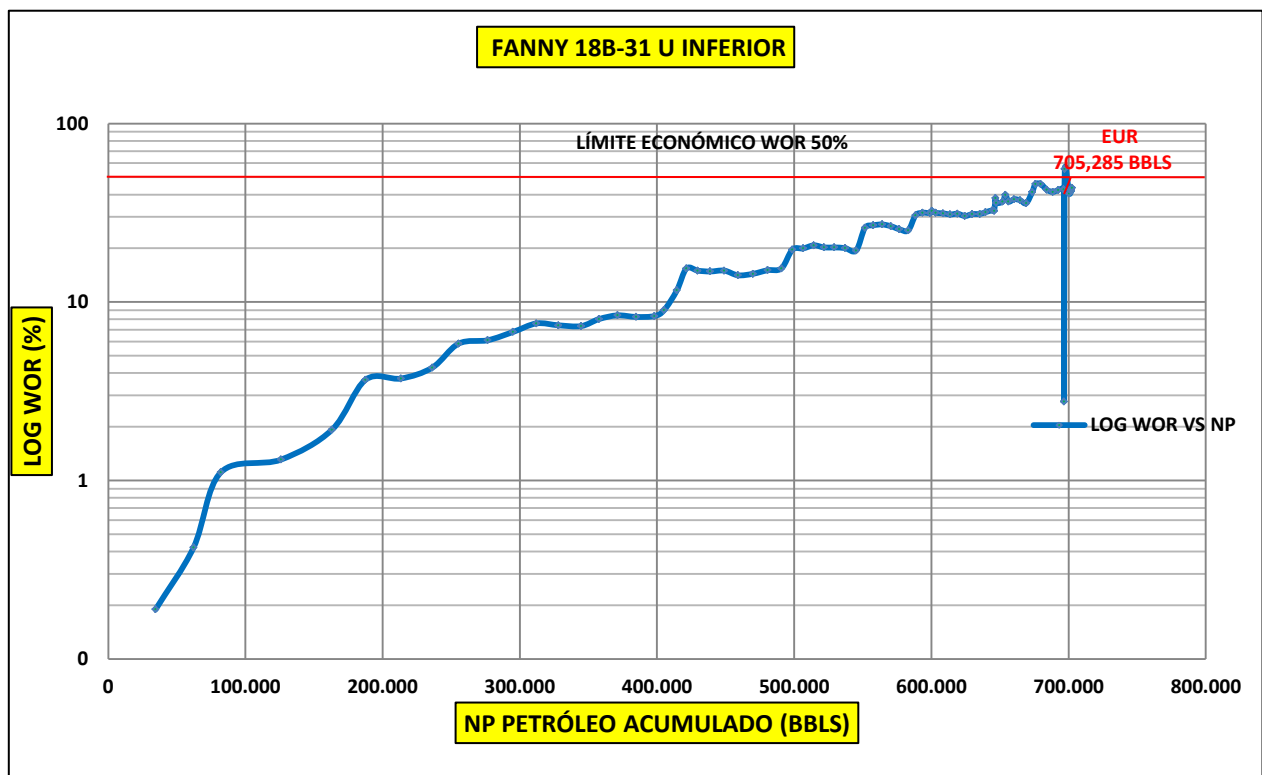
**Reservas Remanentes** (RR) = 86,954 BBLS al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia: =  $86,954 - 2,829 = 84,125$  BBLS (10,65 %).

**Gráfico 4.93.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



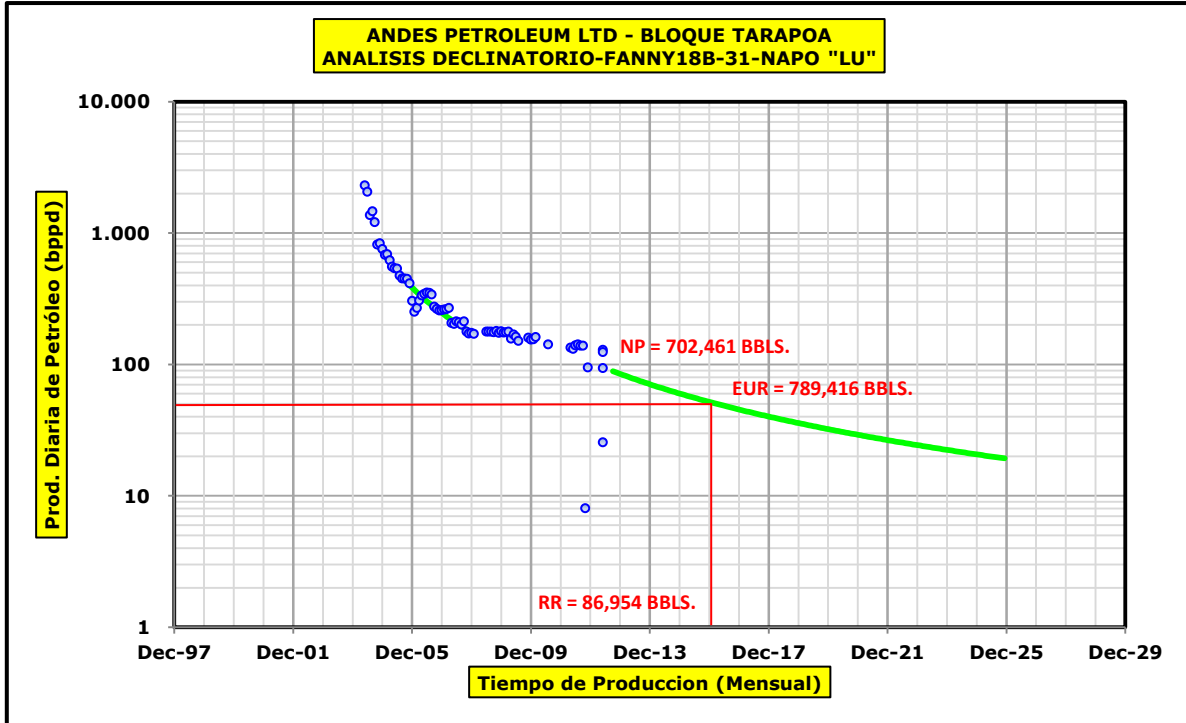
**Gráfico 4.94.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

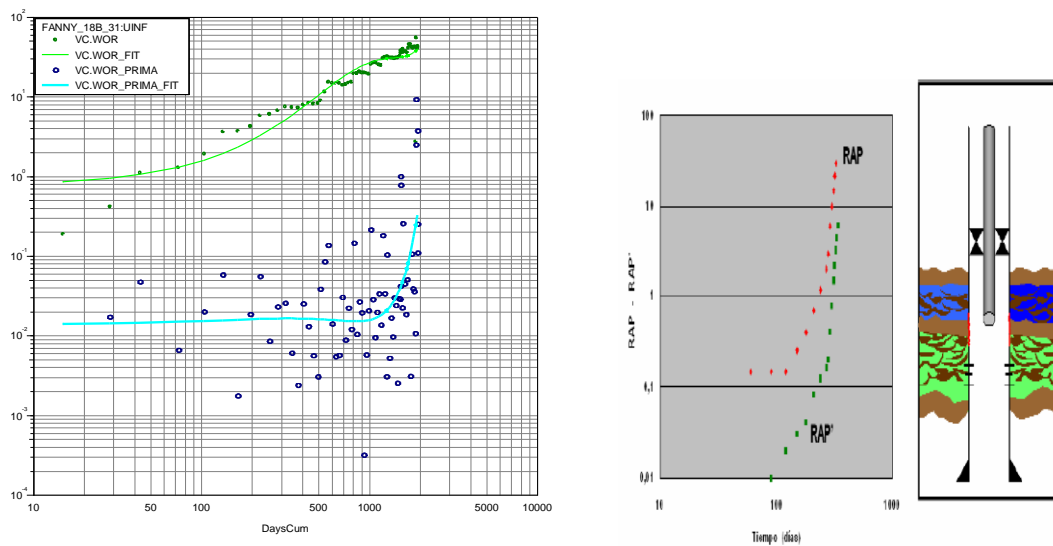
Gráfico 4.95. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.96. RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP', indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo, tal como problemas de **COMUNICACIÓN MECÁNICA**.

Gráfico 4.96. Gráfico RAP-RAP' vs Tiempo.



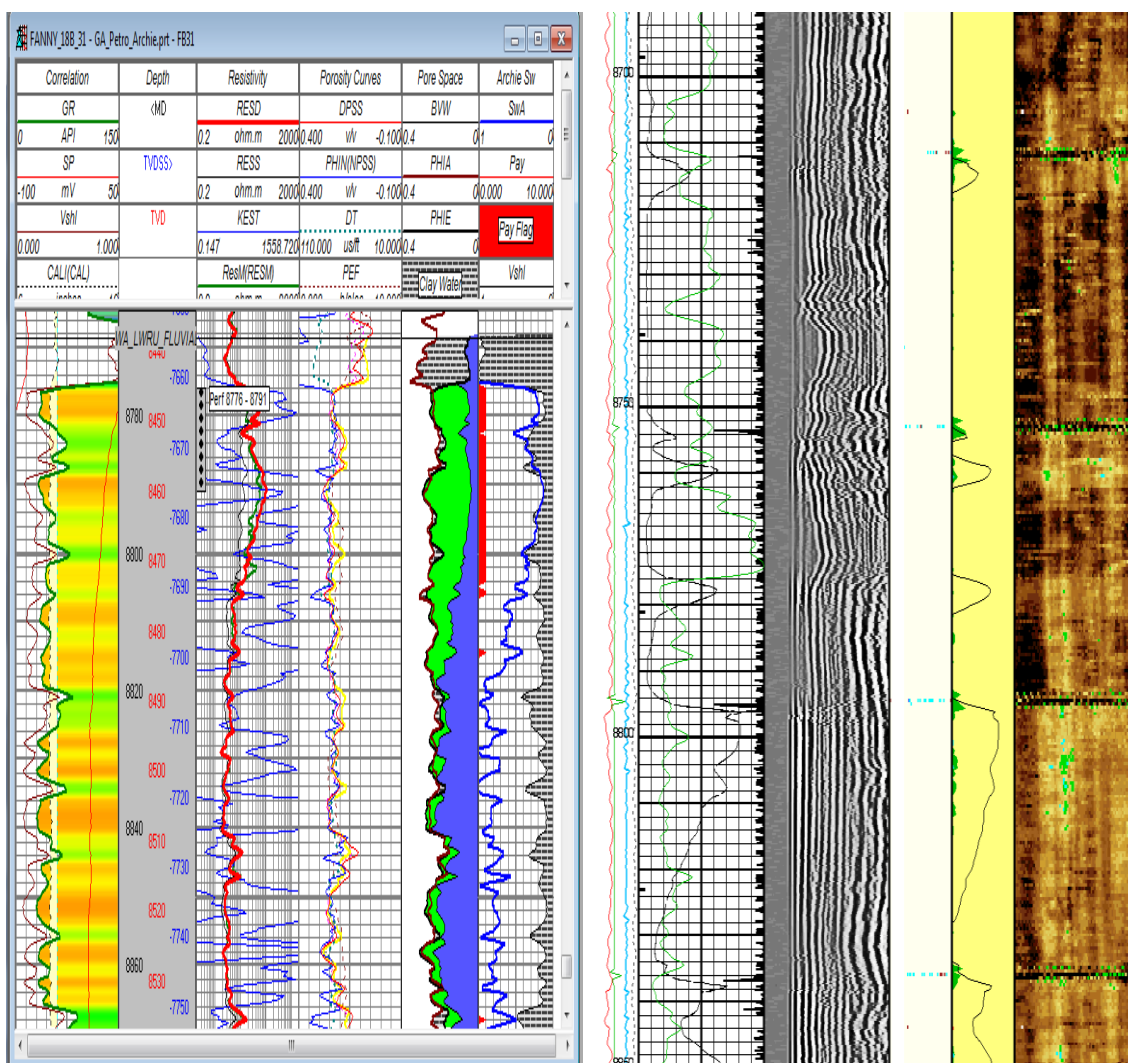
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

El registro eléctrico (gráfico 4.97) tomado indica un espesor neto de 24' de arena, con una permeabilidad estimada es de  $K = 4630$  mD, el intervalo perforado se encuentra en 8776' - 8791' (15 ft) (TVD) el contacto agua-petróleo se encuentra a 8820 ft (TVD), la saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.25$  y una porosidad  $\phi = 0.26$ .

El registro de cementación (gráfico 4.98), se visualiza un CBLF  $\geq 5$  mV que nos indica que el pozo está bien cementado, tienen una buena la adherencia alrededor del casing, en la parte inferior del intervalo perforado, es bastante probable un problema de canalización detrás del revestidor.

**Gráfico 4.97. Registro Eléctrico Fanny 18B-31 Gráfico 4.98. Registro Cementación Fanny 18B-31**

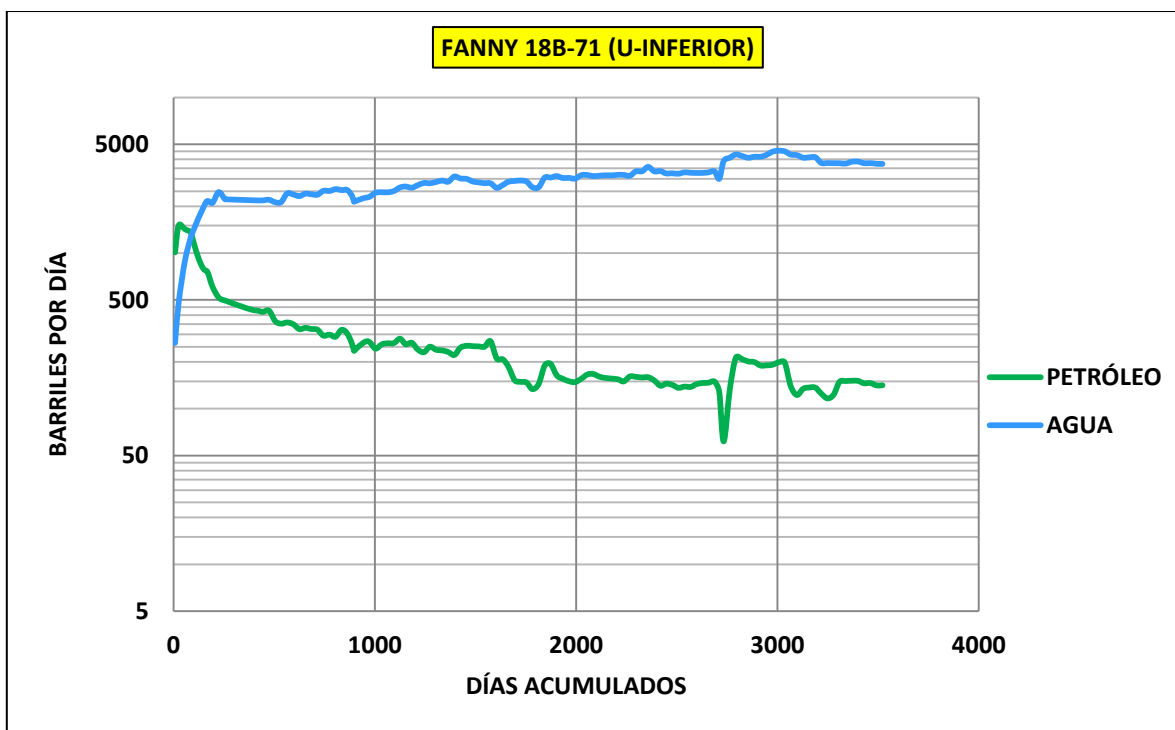


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.14. Pozo Fanny 18B-71 (U-INFERIOR).

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1010 BOPD y 265 BWPD con un BSW del 20.76 % hasta alcanzar su tasa máxima de 1507 BOPD y 481 BWPD con BSW 24.19 %. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 141 BOPD y 3743 BWPD con un BSW de 96.36 %.Ver gráfico 4.99.

Gráfico 4.99. Producción de Petróleo y Agua vs Tiempo Acumulado.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Enero de 2001 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES GN-2100/132 etapas/175 HP, con una frecuencia inicial de 53 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1010 BOPD y 265 BWPD con un BSW de 20.76%, luego va aumentando hasta alcanzar su tasa

máxima de 1507 BOPD y 481 BWPD con un BSW de 24.19 % en febrero de 2001, va declinando su producción hasta 1270 BOPD y 1408 BWPD con un BSW de 52.57 % en mayo de 2001. En el intervalo de enero a mayo de 2001 se obtiene una tasa promedio de 1315 BOPD. De junio de 2001 a febrero de 2002 el pozo permanece cerrado por fallas en el sistema de levantamiento, en marzo de 2002 se lo vuelve abrir y se obtiene una tasa de 346 BOPD y 669 BWPD con un BSW de 65.91%, va aumentando su producción hasta 500 BOPD y 2195 BWPD con un BSW de 81.44%, en septiembre de 2002, en el intervalo de marzo a septiembre de 2002 se obtiene una tasa promedio de 560 BOPD. En octubre de 2002 se cierra el pozo por fallas en el equipo de fondo y se lo vuelve abrir en noviembre 2002, se obtiene una tasa de 493 BOPD y 2251 BWPD con un BSW de 82%, luego va declinando hasta 419 BOPD y 2238 BWPD con un BSW de 84.21% enero de 2003, en el intervalo de noviembre de 2002 a enero de 2003 se obtiene una tasa promedio de 450 BOPD. En febrero de 2003 se vuelve a cerrar el pozo y en marzo de 2003 se lo vuelve abrir y se obtiene una tasa de 420 BOPD y 2168 BWPD con un BSW de 83.76%, va declinando su producción hasta 235 BOPD y 2135 BWPD con un BSW de 90.1 % en septiembre de 2004. . En el intervalo de marzo de 2003 a septiembre de 2004 se obtiene una tasa promedio de 347 BOPD. Ver gráfico **4.100**.

**Interpretación Período N°2:** En Octubre de 2004 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo sacar BES, realizar prueba de presión al liner de 7" y al casing intermedio de 9-5/8" y bajar BES GC-2900/135 etapas/304 HP, se mantiene la frecuencia, se obtiene una tasa producción de 174 BOPD y 1466 BWPD con un BSW de 89.41%. En el intervalo de noviembre de 2004 a mayo de 2005 el pozo permanece cerrado por fallas en el pozo. Ver gráfica **4.100**.

**Interpretación Período N°3:** En Junio de 2005 se realiza el WO#2 que tuvo como objetivo: Sacar sarta de matado + Recuperar tapón de 7" RBP + Instalar y cementar liner de 5" desde PBTD hasta +/- 8,400' MD + Re-perforar arena U en el intervalo: 10,858'-10,877' MD con cañones de 3-3/8" + Bajar BES GC-2900 / 135 etapas / 304 HP, se reduce la frecuencia a 45 Hz y se obtiene una tasa de 223



BOPD y 1983 BWPD con un BSW de 89.89% y va declinando su producción hasta 128 BOPD y 3003 BWPD con un BSW de 95.90% en junio de 2010. En el intervalo de junio de 2005 a junio de 2010 se obtiene una tasa promedio de 192 BOPD. Ver gráfico **4.100**.

**Interpretación Período N°4:** En Julio de 2010 se realiza el WO#3 que tuvo como objetivo sacar BES, limpiar la presencia de escala, limpian y bajan BES P- 62/ 141 etapas / 550 HP en tubería 3-1/2" Clase "C", se reduce la frecuencia a un mínimo de 42 Hz y se obtiene una tasa de 62 BOPD y 3906 BWPD con un BSW de 98.45 % , aumenta su producción hasta alcanzar su tasa máxima de 208 BOPD y 4205 BWPD con un BSW de 95.29% en octubre de 2010, posteriormente declina su producción hasta 141 BOPD y 3743 BWPD con un BSW de 96.36% en la actualidad. En el intervalo de julio de 2010 a septiembre de 2012 junio de 2010 se obtiene una tasa promedio de 155 BOPD. Ver gráfico **4.100**.

Las gráficas **4.101** y **4.102**, indican que el pozo se encuentra con un WOR = 26 % cerca del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 930,971 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 238,541 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 307,570 BBLS** al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.103** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

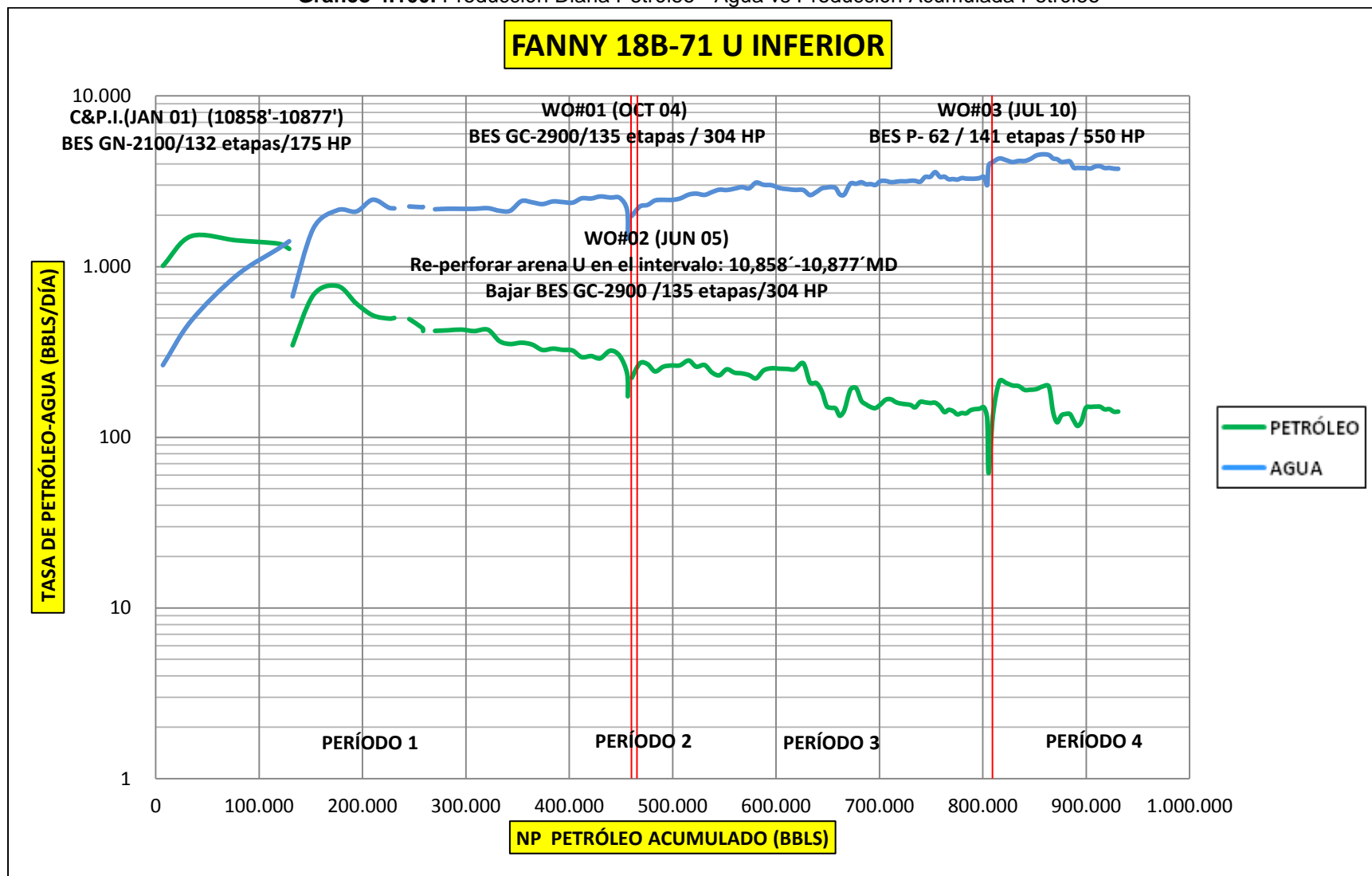
Producción Acumulada **(NP) = 930,971 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 1, 037,324 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 106,353 BBLS** al límite económico de 50 BOPD.

Diferencia:  $= 307,570 - 106,353 = 201,217$  BBLS (16,24 %).

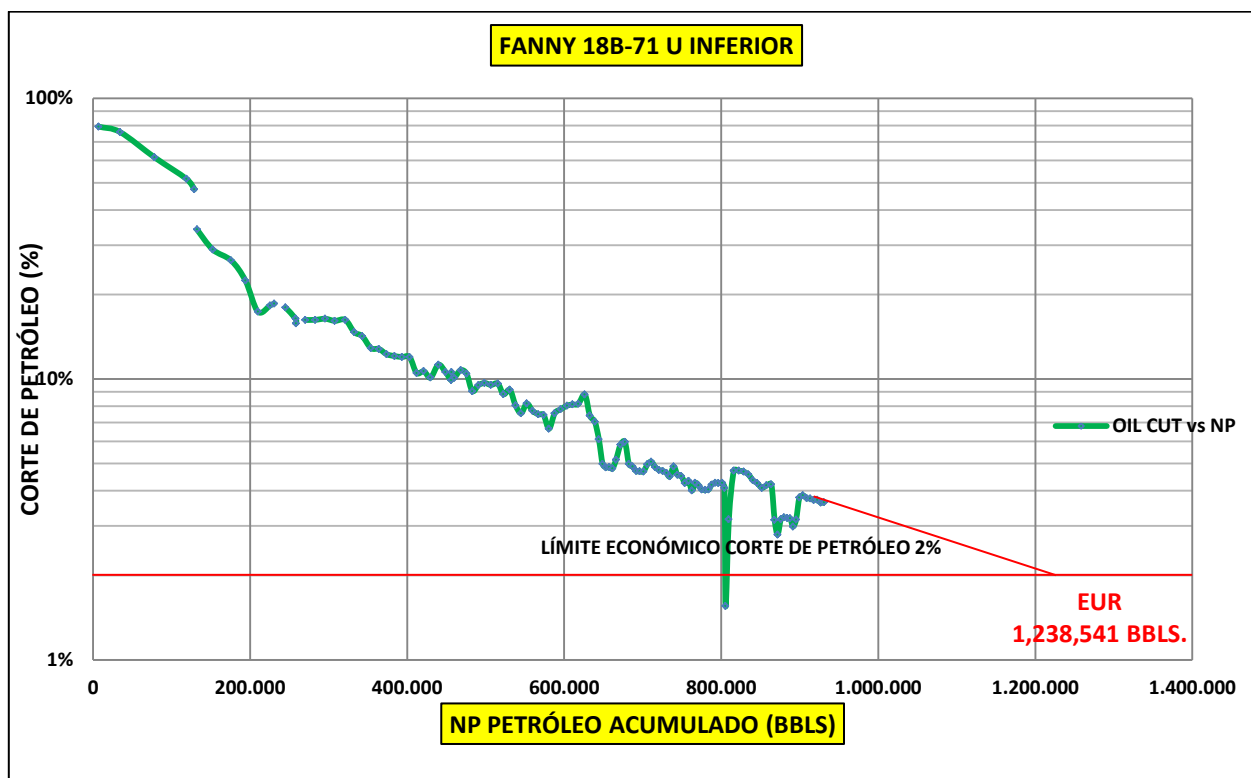
**Gráfico 4.100.** Producción Diaria Petróleo - Agua vs Producción Acumulada Petróleo



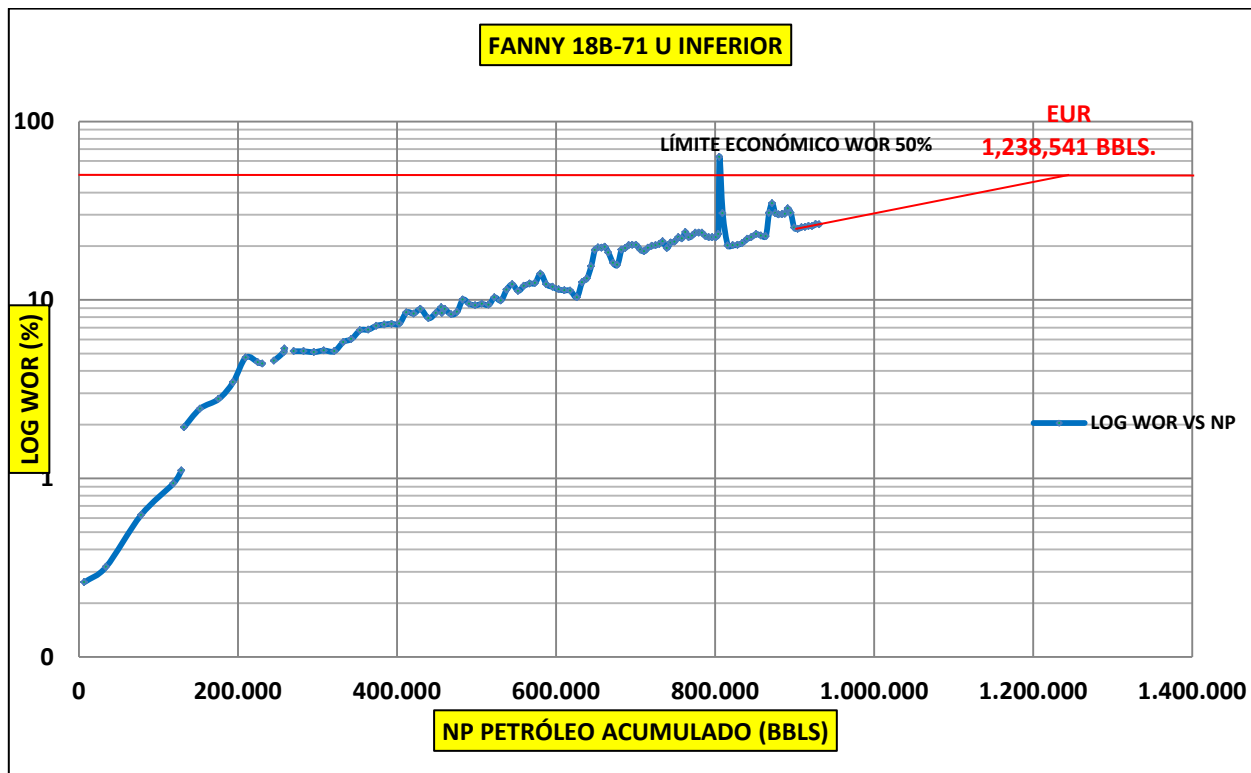
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Gráfico 4.101.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



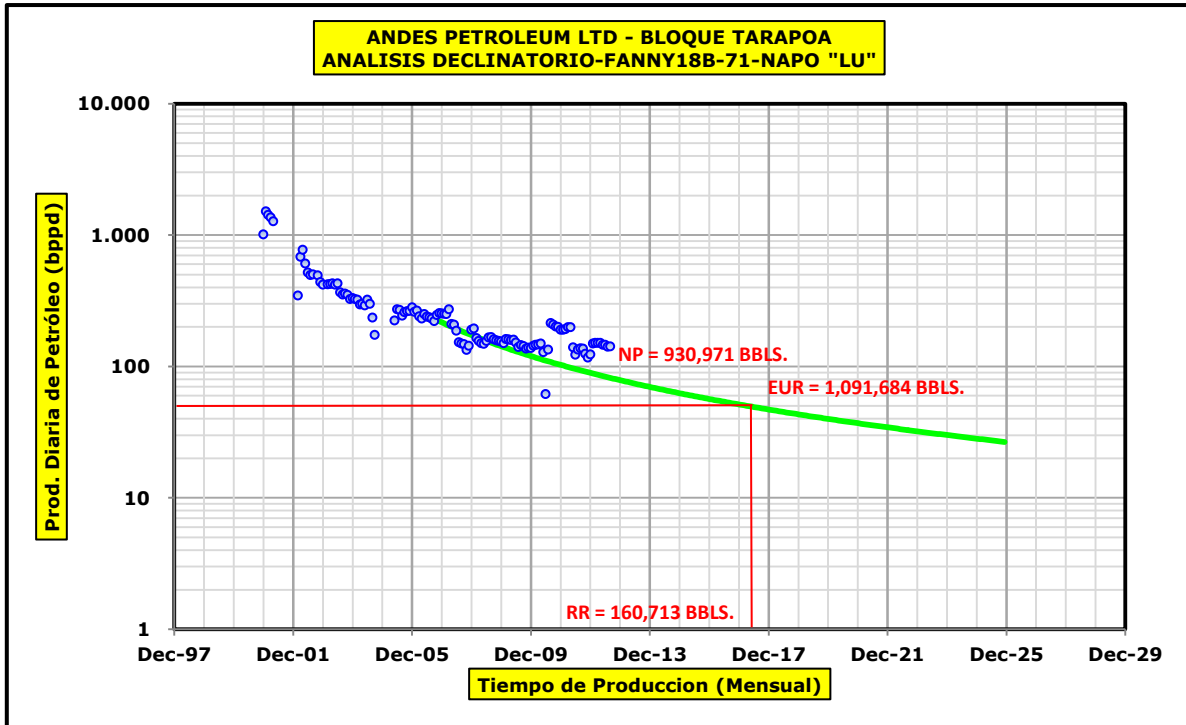
**Gráfico 4.102.** Log WOR vs Producción Acumulada.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

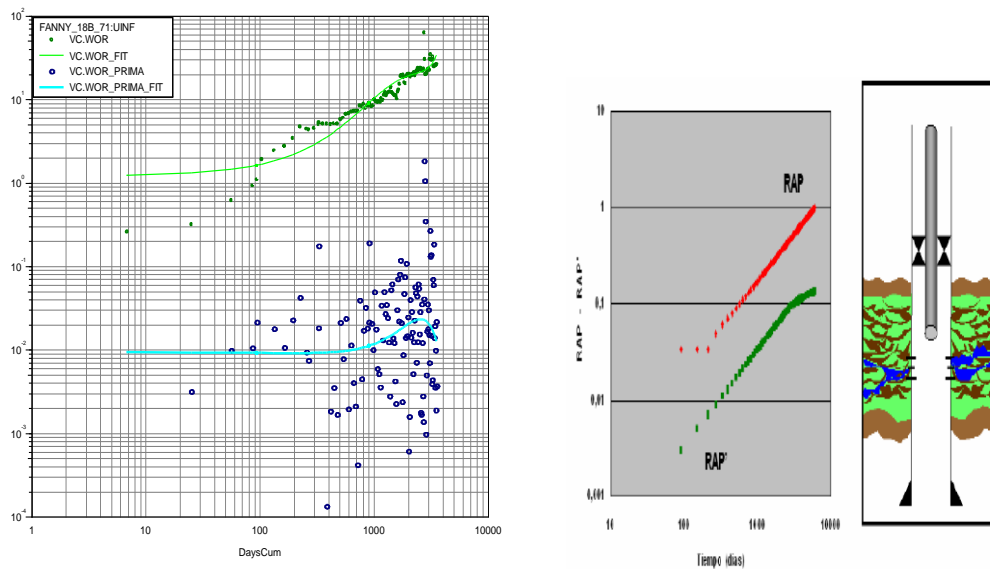
**Gráfico 4.103.** Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
 Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.104 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer una **CANALIZACIÓN O ADEDAMIENTO**.

**Gráfico 4.104.** RAP-RAP' vs Tiempo.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

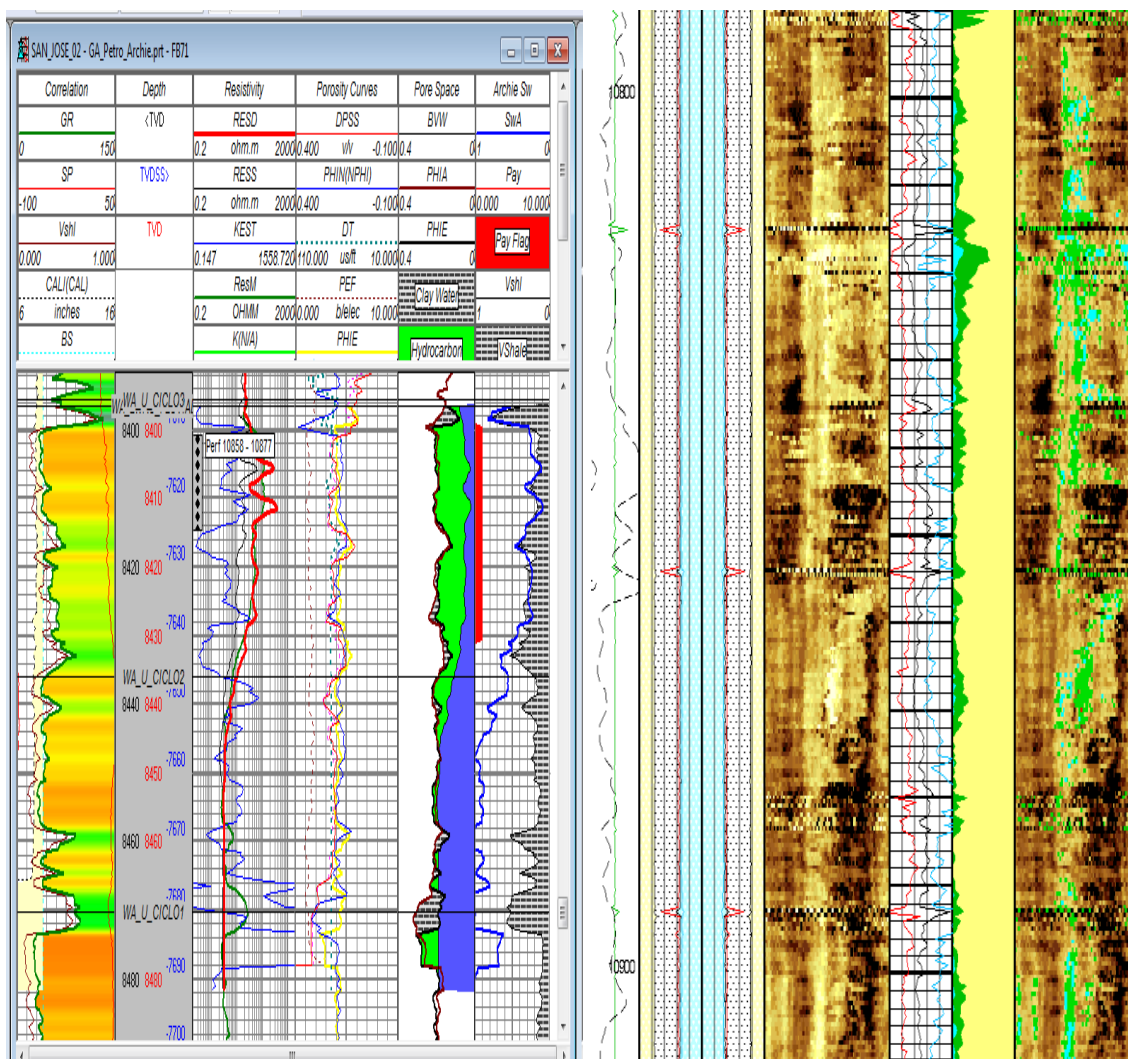
Elaborado por: Oscar Arias.

El registros eléctrico (gráfico **4.105**) un espesor neto de 24' de arena, con una permeabilidad estimada de  $K = 4630$  mD, el intervalo perforado se encuentra en 8776' - 8791' (15 ft) (TVD), el contacto agua-petróleo se encuentra a 8820 ft en TVD, la saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.25$  y una porosidad de  $\phi = 0.26$ .

El registro de cementación (gráfico **4.106**) se visualiza un CBLF  $\geq 5$  mV que nos indica una adherencia alrededor del casing medianamente buena, el pozo se encuentra medianamente cementado, en la parte inferior del intervalo perforado, es bastante probable un problema de canalización detrás del revestidor.

**Gráfico 4.105. Registro Eléctrico Fanny 18B-71**

**Gráfico 4.106. Registro Cementación Fanny 18B-71**

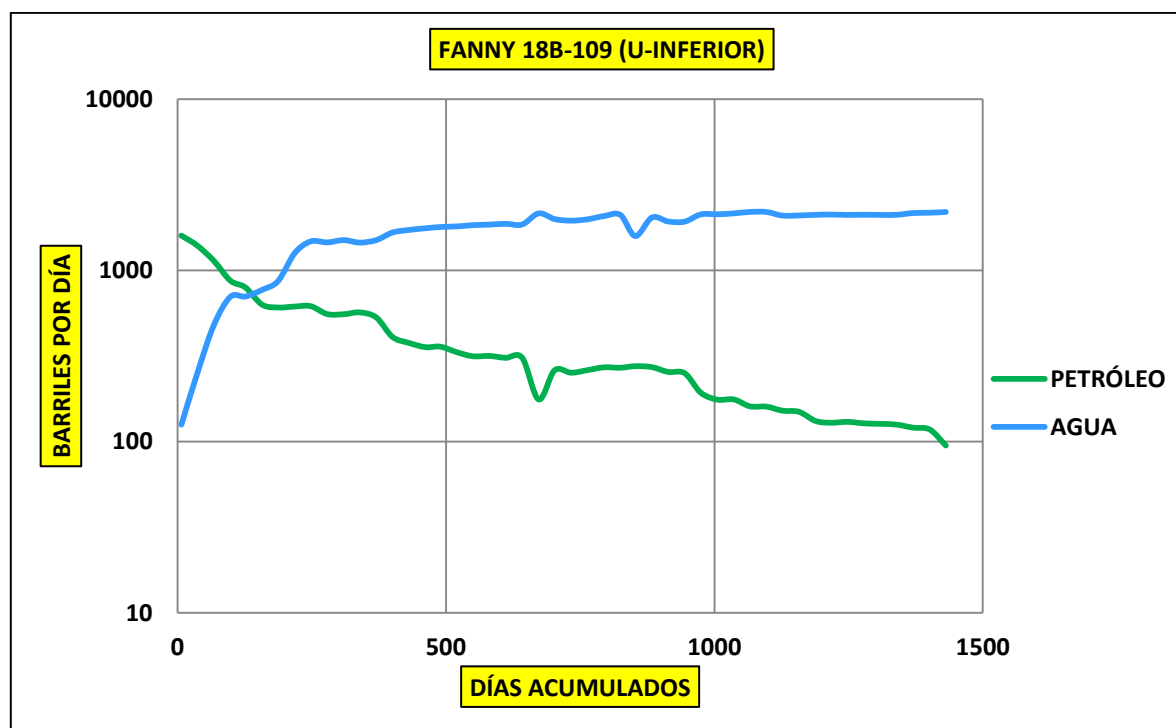


**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

#### 4.1.15. Pozo Fanny 18B-109 (U-Inferior).

La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1595 BOPD y 126 BWPD con un BSW del 7.30 % este valor fue la tasa máxima de producción. A partir de esta producción máxima se observa en la gráfica un cambio brusco en la reducción de petróleo y un incremento repentino del agua, tendencia que se mantiene hasta la actualidad con algunas variaciones debido a trabajos de reacondicionamientos realizados en este pozo. Actualmente el pozo tiene una tasa de producción de 95 BOPD y 2191 BWPD con un BSW de 95.85%. Ver gráfico 4.107.

**Gráfico 4.107.** Producción de Petróleo - Agua vs Tiempo Acumulado.



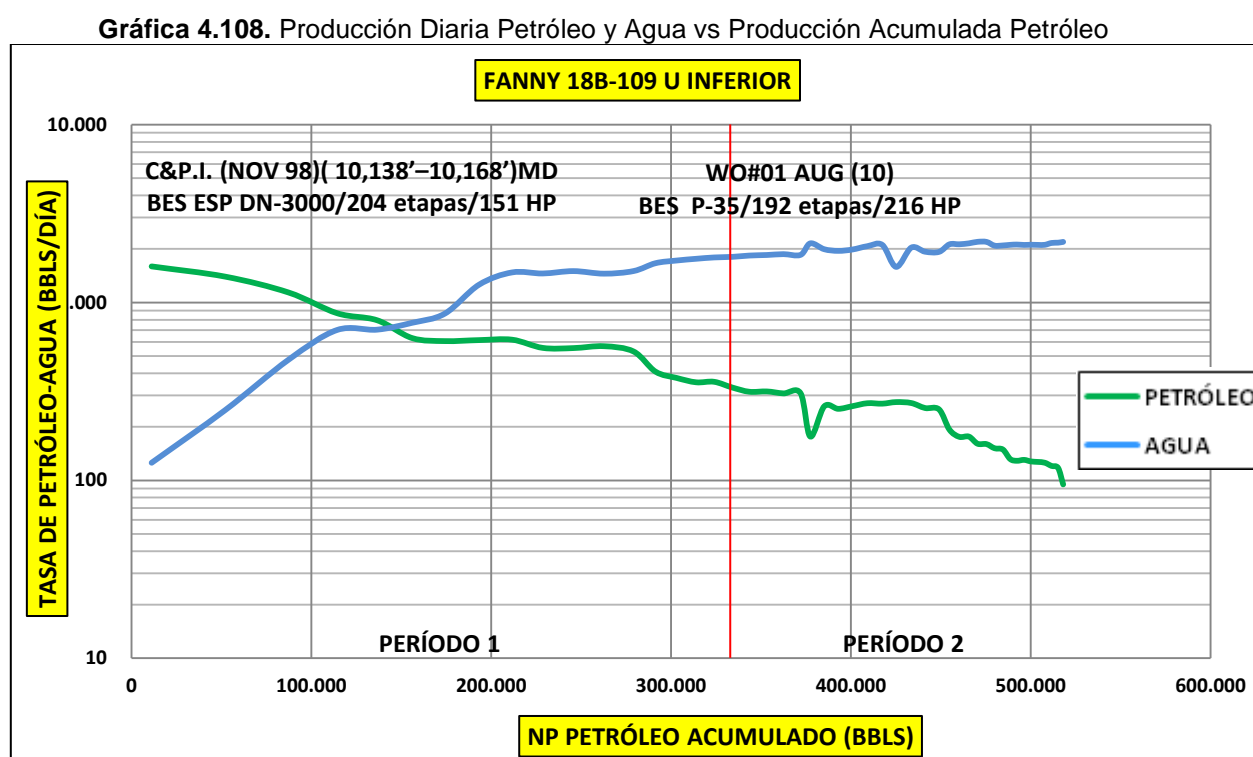
**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Interpretación Período N°1:** En Octubre de 2008 se realiza la C&P.I. (Completación y Pruebas Iniciales) con BES ESP DN-3000 / 204 etapas / 151 HP, con una frecuencia inicial de 45 Hz. La tasa inicial de producción de este pozo fue de 1595 BOPD y 126 BWPD con un BSW de 7.3%, luego va declinando su producción hasta 309 BOPD y 1853 BWPD con un BSW de 85.71 % en julio de

2010. En el intervalo de octubre de 2008 a julio de 2010 se obtiene una tasa promedio de 616 BOPD. Ver gráfico 4.108.

**Interpretación Período N°2:** En Agosto de 2010 se realiza el WO#1 que tuvo como objetivo sacar la completación, realizar limpieza y bajar Centrilift P- 35 /192 etapas / 216 HP en tubería 3-1/2" Clase "C", se mantiene la frecuencia inicial y se obtiene una tasa de 176 BOPD y 2151 BWPD con un BSW de 92.43 % y va declinando su producción hasta 95 BOPD y 2191 BWPD con un BSW de 95.85% en la actualidad. En el intervalo de agosto de 2010 a septiembre de 2011 se obtiene una tasa promedio de 185 BOPD. Ver gráfico 4.108.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

Las gráficas 4.109 y 4.110 indican que el pozo se encuentra con un WOR = 26 % cerca del límite económico propuesto por la empresa Andes Petroleum Ltd., equivalente a un (WOR = 50%), además nos indica datos respecto a las reservas y al comportamiento de declinación del reservorio:

Producción Acumulada **(NP) = 518,081 BBLS.**

Recuperación Final Estimada **(EUR)= 530,395 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 12,314 BBLS** al límite económico del WOR 50 %.

La gráfica **4.111** muestra las reservas al límite económico propuesto por la empresa de 50 BOP y la diferencia con respecto a la obtenida anteriormente.

Producción Acumulada **(NP) = 518,081 BBLS.**

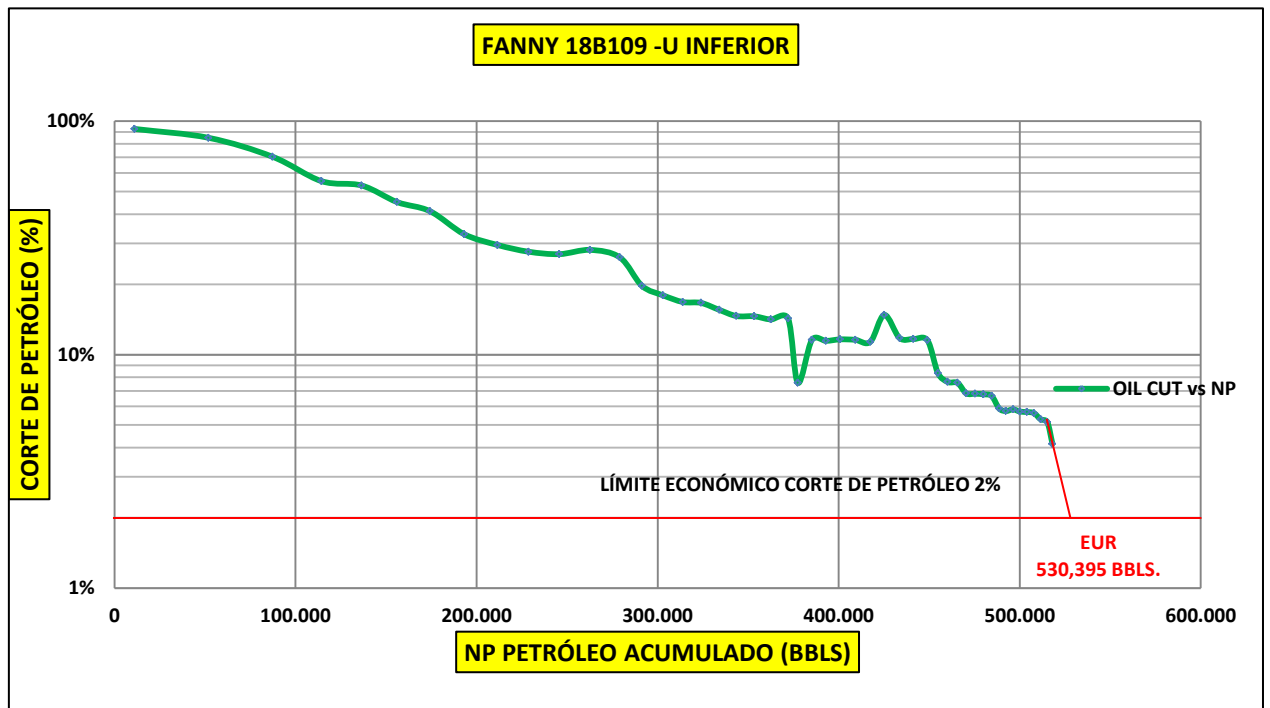
Recuperación Final Estimada **(EUR)= 581,055 BBLS.**

**Reservas Remanentes (RR) = 62,974 BBLS** al límite económico de 50 BOPD.

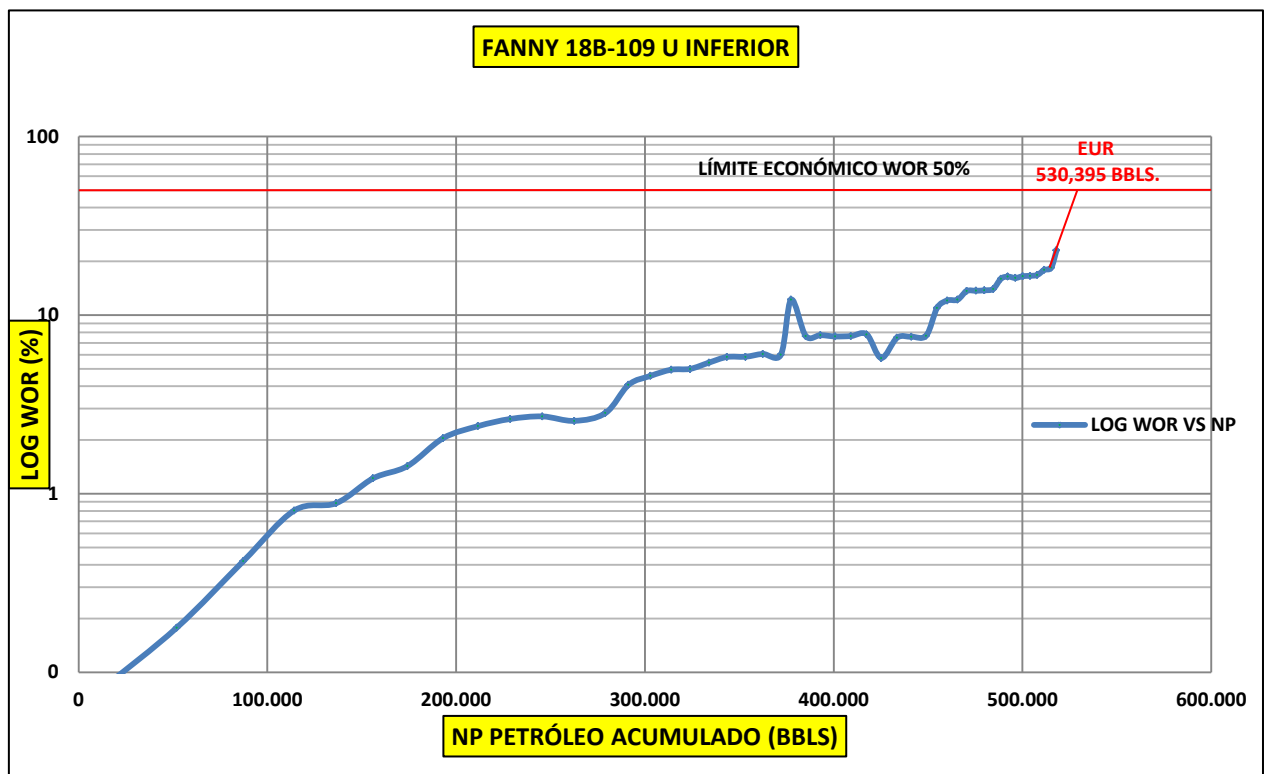
Diferencia:  $62,974 - 12,314 = 50,660$  BBLS (8,72 %).



**Gráfico 4.109.** Corte de Petróleo vs Producción Acumulada.



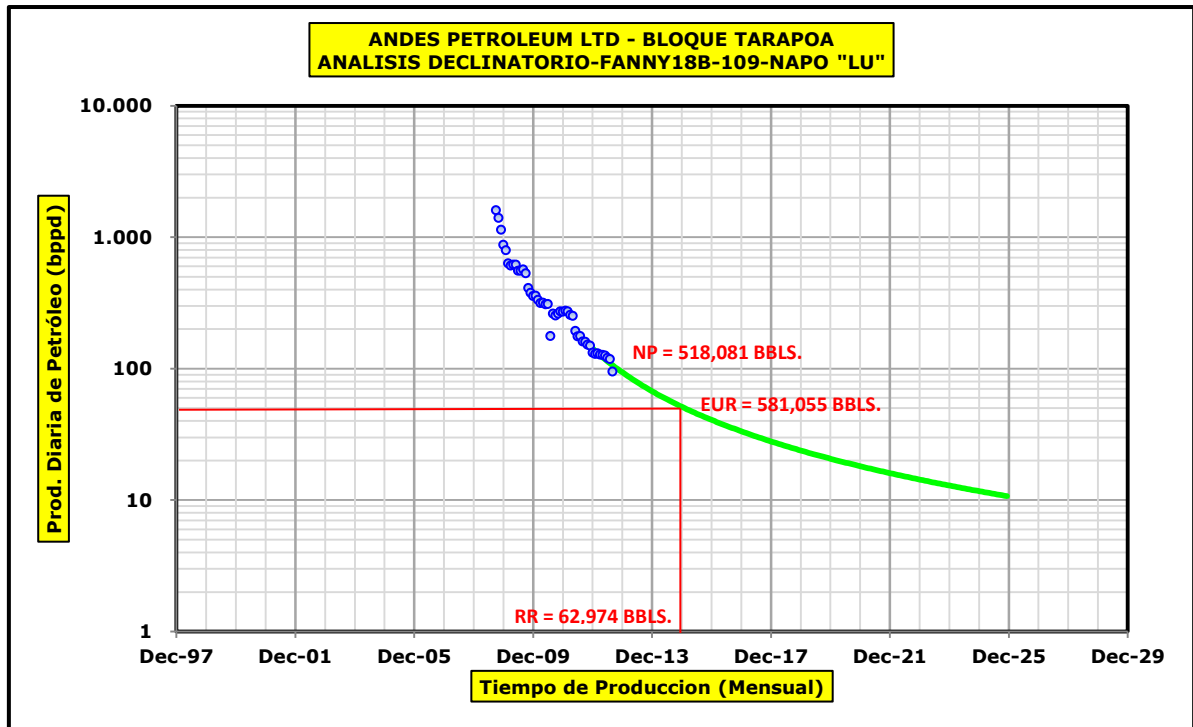
**Gráfico 4.110.** Log WOR vs Producción Acumulada.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

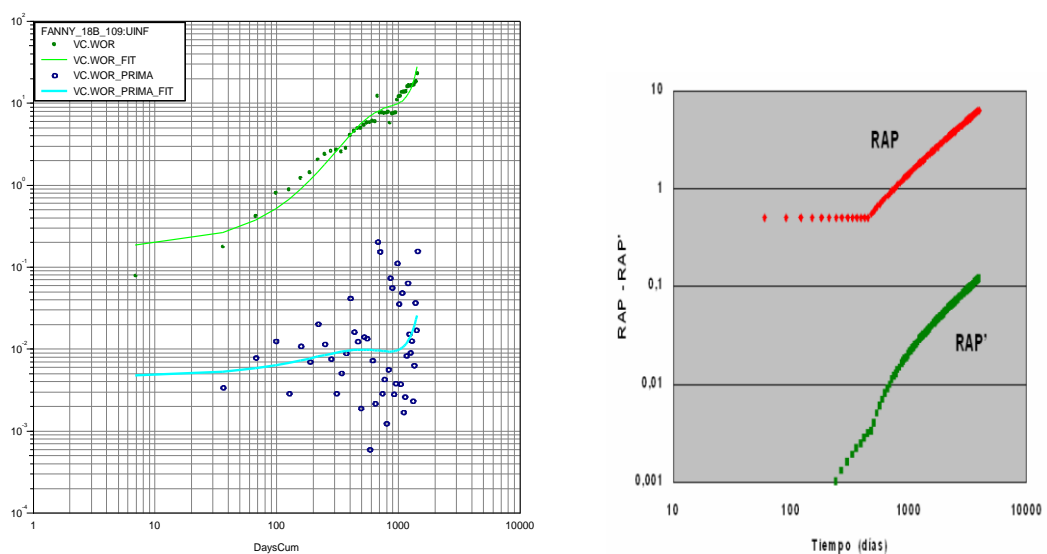
Gráfico 4.111. Análisis Declinatorio - Forecast.



Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.  
Elaborado por: Oscar Arias.

El gráfico 4.112 RAP-RAP' en relación al tiempo acumulado se observa un incremento de las 2 curvas al mismo tiempo, una tendencia paralela una de la otra, comparando con las gráficas de Chan se puede establecer un **BARRIDO NORMAL del yacimiento por efecto del agua**.

Gráfico 4.112. RAP-RAP' vs Tiempo.



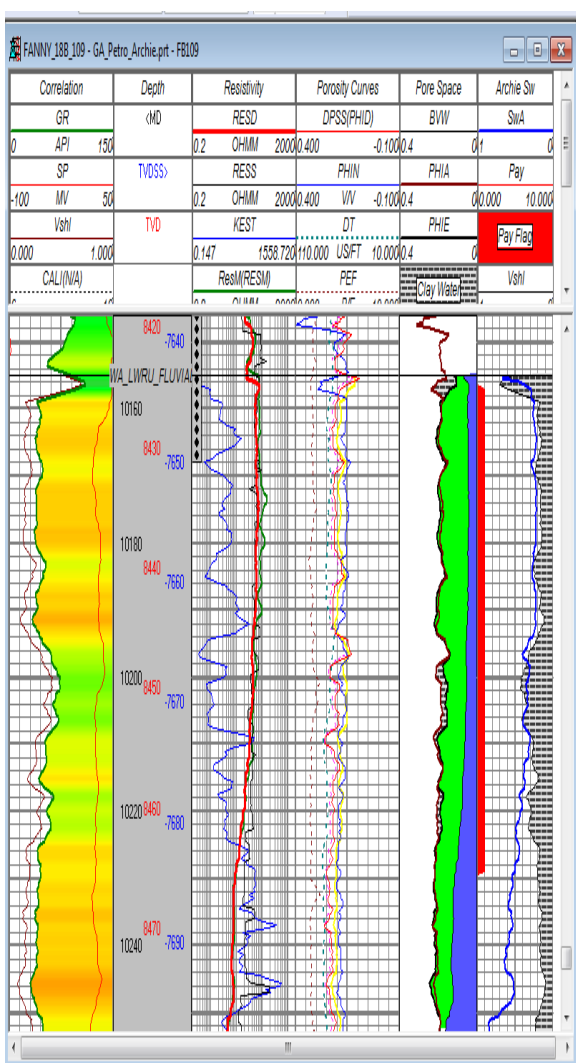
Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

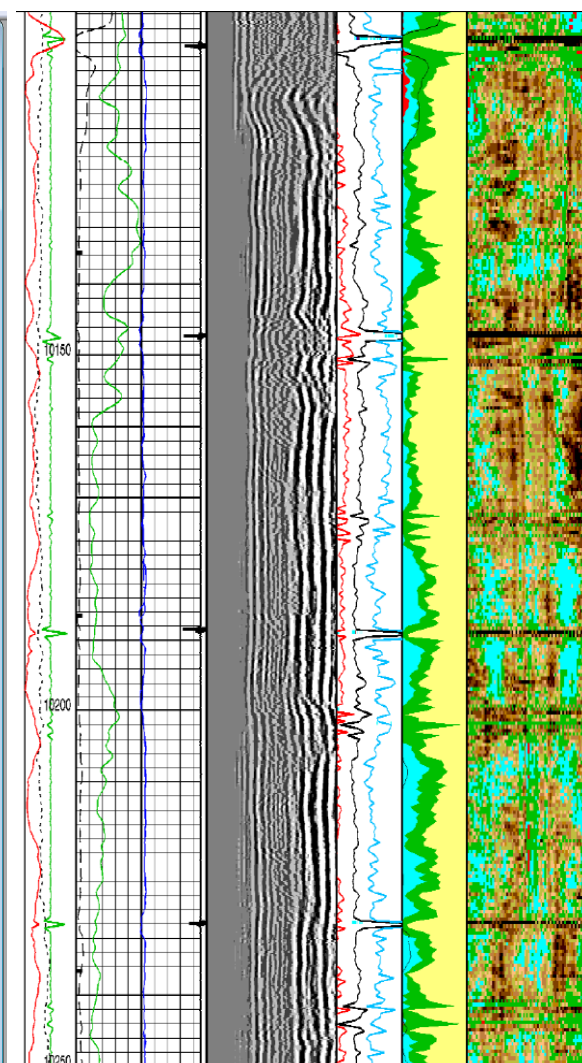
El registro eléctrico (gráfico 4.113) indica un zona neta de pago de 35' , con una permeabilidad estimada es de  $K = 525$  mD, el contacto agua-petróleo se encuentra a 8436' en TVD y un intervalo perforado localizado a 10138'-10168' (30 ft) en MD , La saturación de agua inicial es de  $S_w = 0.3$  , y la  $\phi = 0.22$ .

El registro de cementación (gráfico 4.114), se visualiza un CBLF > 5 mV que nos indica una mala adherencia alrededor del casing, el pozo se encuentra mal cementado, lo más probable es un problema de canalización detrás del revestidor.

**Gráfico 4.112. Registro Eléctrico F18B-109**



**Gráfico 4.113. Registro Cementación F18B-109**



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## 4.2. Cálculo de Reservas por el Método Volumétrico.<sup>[24]</sup>

Los datos proporcionados por los registros eléctricos (figuras 4.7, 4.14, 4.22, 4.30, 4.45, 4.53, 4.61, 4.69, 4.88, 4.96, 4.104, 4.112) , permite realizar el cálculo de los parámetros petrofísico mediante el Software GeoGraphix Release de Landmark Compny, utilizando como base la ecuación doble de Archie, la cual se ajusta de mejor manera en los reservorios en estudio, permitiendo calcular las reservas por el método volumétrico para cada uno de los 15 pozos analizados y así determinar si las reservas calculadas mediante los históricos de producción (Curvas Declinación Hiperbólica) corresponden al área de drenaje de los pozos en estudio o es producto de un barrido eficiente de aéreas no drenadas del reservorio.

La ecuación de saturación de agua doble de Archie fue utilizada para la determinación de los siguientes parámetros del reservorio: **a)** saturación de agua, **b)** zona de neta pago (espesor de la arena productora) y **c)** porosidad.

Dónde:

**Sw** = Saturación de agua (%)

**Rw** = resistividad del agua de formación, ohm-m.

**Rt** = resistividad verdadera de la formación, ohm-m.

**Φ** = porosidad del reservorio (%).

**a** = coeficiente de litología.

**m** = exponente de cementación.

**b** = coeficiente de saturación.

**n** = exponente de saturación.

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a * b * R_w}{\Phi^m * R_t}} \text{ Ecuación doble de Archie. Ecc: 19.}$$

---

<sup>24</sup> Seroil International Services Co. Ltda. Goldoill Consulting Cia. Ltda. Seminario "Interpretación de Registros de Pozo a Hueco Abierto", Diciembre 2001, Páginas 7-12.

Se usó un exponente de cementación “m” de **2**, basado previamente en análisis de núcleos de los pozos Fanny 18B-20, Fanny 18B-26, Fanny 18B-66 y Fanny 18B-67.

Se usaron exponentes y coeficientes con los siguientes valores: **m= 2, a=2, b=1, n=2** basados previamente en análisis de núcleos y petrofísico de los registros eléctricos.

Se obtuvieron valores de saturación de agua entre valores del 20-45% en los 15 pozos del Campo Fanny. Los límites utilizados en la determinación de estos parámetros son estimaciones teóricas generalmente aceptables: **Porosidad efectiva > 10%; Sw < 50% y VClay < 50%.** <sup>[25]</sup>

En la siguiente tabla se presentan los valores obtenidos de los **POES** (Petróleo Original en Sitio). Ver Tabla **4.1**.

$$N = 7758 \frac{bbls}{acre - pie} * A * \phi * (1 - s_w) * h$$

**Tabla 4.1.** POES Campo Fanny Yacimiento M-1 y U-inferior.

Pozos	Zona	(Ø) frac	Sw frac	h Pago ft	Area acres	POES bbls.
FANNY 18B - 02	M-1	0.22	0.36	40.5	40	1,835,927.60
FANNY 18B - 10		0.18	0.27	19	40	763,831.20
FANNY 18B - 20		0.24	0.23	26.5	40	1,519,699.10
FANNY 18B - 21		0.22	0.32	46.5	40	2,161,884.62
FANNY 18B - 28		0.24	0.32	26	40	1,327,722.74
FANNY 18B - 46		0.26	0.34	18	40	958,516.42
FANNY 18B - 57		0.27	0.4	8	40	402,174.72
FANNY 18B - 61		0.23	0.32	25	40	1,213,351.20
FANNY 18B - 66		0.26	0.38	23.5	40	1,185,034.50
FANNY 18B - 23 RE	U-Inf.	0.24	0.36	40	80	3,813,212.16
FANNY 18B- 31		0.26	0.31	24	40	1,336,113.79
FANNY 18B -71		0.21	0.32	31	40	1,373,724.58
FANNY 18B - 109		0.22	0.3	35	40	585,418.68

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

<sup>25</sup> AEC ECUADOR, Reforma al Plan de Desarrollo del Campo Unificado Fanny 18B, Geociencias e Ingeniería de Bloque Tarapos Junio 2005, Páginas 32 y 33.

## CAPÍTULO V

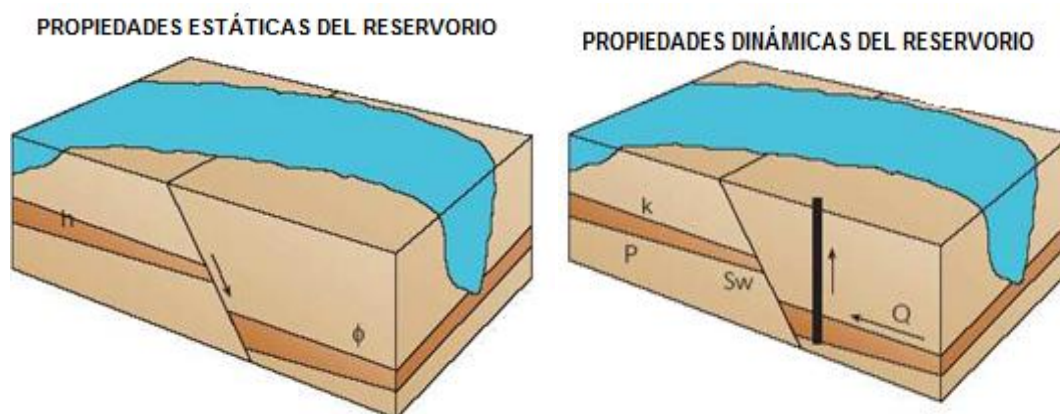
### 5. PROPUESTAS APLICABLES PARA EL CONTROL DE AGUA EN LOS POZOS.

#### 5.1. Factores de Interés para un Tratamiento Exitoso. <sup>[26]</sup>

##### 5.1.1. Conocimiento del Reservorio.

La mejor manera de entender el reservorio es mediante el análisis de los núcleos donde se puede obtener características de interés más aceptables como son: **a)** distribución de la permeabilidad en el reservorio y **b)** la continuidad de presión. Frecuentemente la información de los registros no visualiza la resolución necesaria para identificar algunas características críticas del reservorio para el control de agua. Los análisis de presión que son muy variables también proveen valores promedio para el intervalo registrado. Ver gráfico 5.1.

**Gráfico 5.1.** Propiedades Estáticas y Dinámicas del Reservorio



**Fuente:** Halliburton, Water Management Manual, Septiembre 2007, Página 23.

##### 5.1.2. Relación de Movilidad.

Es fundamental conocer el desplazamiento de petróleo con agua que está influenciado directamente por la razón de movilidad. Una relación de

---

<sup>26</sup> Ali Daneshy, Daneshy Consultants Int'l, Produced Water Management

movilidad alta estimula la penetración de agua a través de la zona de petróleo. Esto es probable que ocurra en altas permeabilidades provocadas por mini canales. El desplazamiento de petróleo y agua con el tratamiento de un fluido inyectado también depende de la magnitud relativa de sus relaciones de movilidad.

### **5.1.3. Fracturas Naturales.**

Las fracturas naturales verticales proveen una canal fácil para el movimiento vertical del agua, mientras que las fracturas naturales horizontales igualmente facilitan el movimiento horizontal del fluido. Las fracturas naturales sirven como alta permeabilidad por los mini canales dentro del reservorio.

### **5.1.4. Zonas de Alta Permeabilidad.**

Si en un reservorio heterogéneo la parte más permeable está ocupada por agua entonces puede ser el camino más corto para alcanzar los pozos perforados e inundar el pozo, afectando la producción de petróleo. La fuente de agua puede provenir desde el agua del reservorio o del agua inyectada utilizada para el mantenimiento de presión en el campo Fanny.

La heterogeneidad que tenga un reservorio puede ser el causante de canalización a través de las capas de alta permeabilidad, tal es el caso de minifracturas cerca del pozo que provoquen conificación en tiempos muy tempranos. En cualquier caso que se presente alto corte de agua, es debido a que la movilidad del agua es más rápida a la del petróleo, pero no es el único factor porque hay otros tales como la viscosidad del petróleo que de una u otra manera está relacionado con el grado API, temperatura, presión, humectabilidad entre otros. A más de herramientas mecánicas y los métodos tradicionales de cementación (squeeze) con geles inorgánicos que se usan a menudo para aislar la zona inundada de agua, varios tipos de sistemas de geles han sido estudiados y usados con cierto grado de éxito para controlar la producción de agua.

En general se tienen tres tipos principales de tratamientos químicos con geles:

1. Bloqueadores de permeabilidad (reductores).
2. Boqueadores de permeabilidad selectiva (SPB).
3. Modificadores de permeabilidad relativa (RPM).

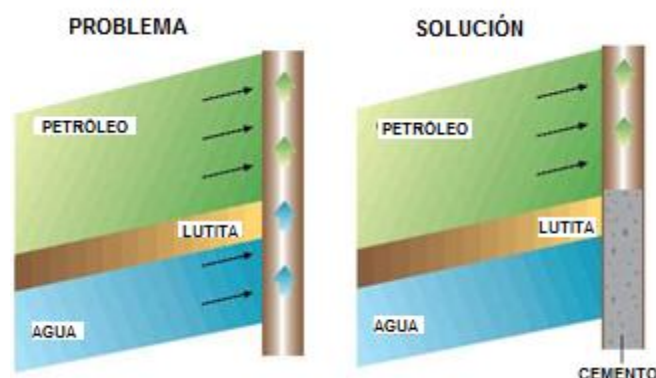
La aplicación de cada uno de ellos depende de las características del reservorio, diseño y la optimización de la aplicación.

## 5.2. SUGERENCIAS PARA LA SELECCION DEL TRATAMIENTO.<sup>[27]</sup>

La manera más fácil de reconocer la causa por la cual un pozo productor de petróleo presenta rápida producción de agua más que la normalmente esperada, es a través de gráficas que sean lo más representativas posible.

**5.2.1. Agua producida por la zona cañoneada** Es el caso en que el agua ha desplazado al petróleo y/o ha llegado a los disparos. Suponiendo que existe una zona separada por una barrera impermeable (lutita) de otra zona produciendo petróleo, la solución es realizar una cementación de la zona que produce agua así como la barrera impermeable. Ver gráfico 5.2.

**Gráfico 5.2.** Entrada de agua de una zona a las perforaciones del pozo



**Fuente:** Pushing Out the Oil with Conformance Control, Schlumberger Oilfield Review.

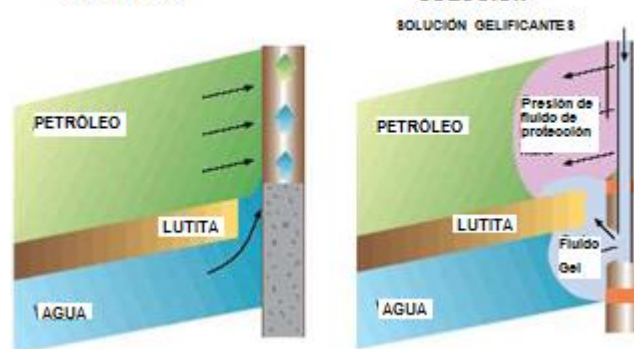
<sup>27</sup> Pushing Out the Oil with Conformance Control, Schlumberger Oilfield Review, April 1994, Página 44.



### 5.2.2. Agua destruye la zona impermeable.

Es similar al caso anterior con la diferencia que el agua ha disuelto la barrera impermeable y está entrando a la zona de petróleo. La solución es inyectar gel en la zona más baja logrando balancear la presión con la zona superior Ver gráfico 5.3.

**Gráfico 5.3.** Agua que destruye la zona permeable.

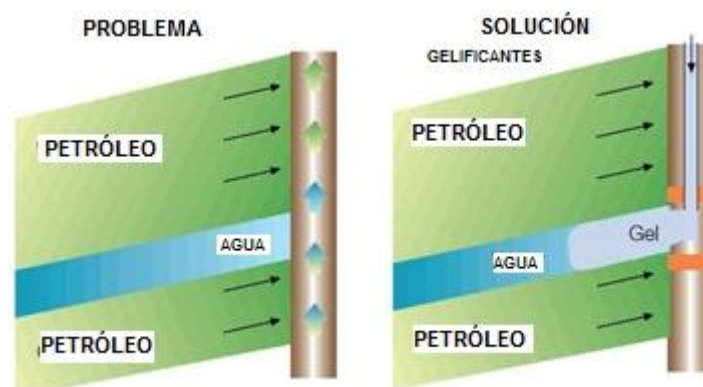


**Fuente:** Pushing Out the Oil with Conformance Control, Schlumberger Oilfield Review.

### 5.2.3. Entrada de agua desde una capa más permeable.

Es la entrada de agua por una zona de alta permeabilidad que pasa por el medio de dos zonas de petróleo en la misma arena así como muestra la figura 5.4. La solución es inyectar profundamente un gel y aislar la zona.

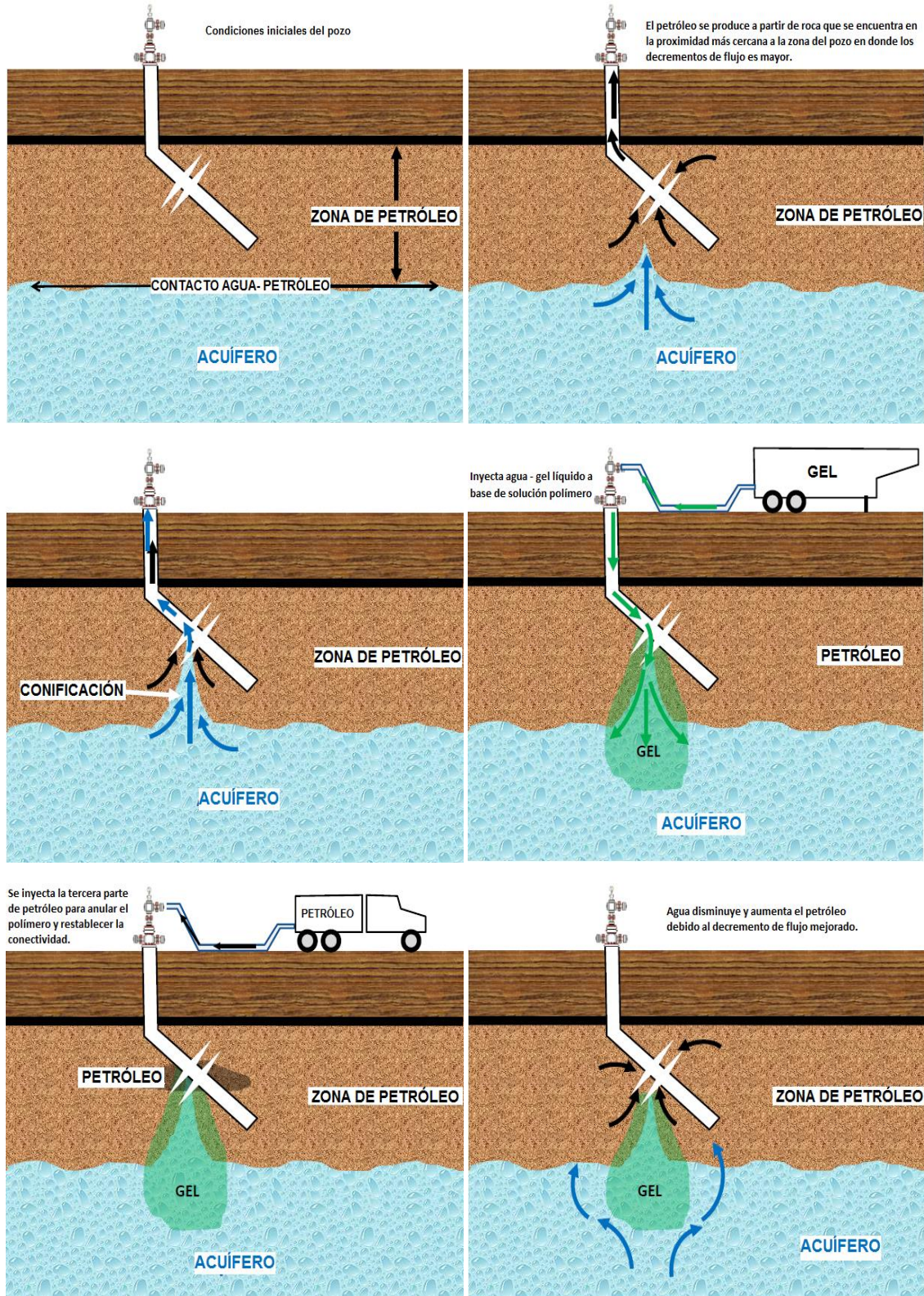
**Gráfico 5.4.** Entrada de agua desde una capa más permeable.



**Fuente:** Pushing Out the Oil with Conformance Control, Schlumberger Oilfield Review.

## 5.4. Tratamientos con polímeros modificadores de permeabilidad.

**Gráfico 5.5.** Esquema Proceso de un Tratamiento con Polímeros.



**Fuente:** Pushing Out the Oil with Conformance Control, Schlumberger Oilfield Review.



Una vez seleccionados los pozos bajo las consideraciones anteriormente mencionadas, recopilamos información, lo más detallada y disponible a fin de seleccionar el tratamiento adecuado para un pozo.

**Caracterización del Yacimiento.** Propiedades de los fluidos, Propiedades de la roca (petrofísica, análisis de núcleos), Descripción geológica, Mapas estructurales, Registros, Diagrama de completación, Historial de producción, Casing, tubing, intervalos abiertos, Razón de movilidad y Gráficos de diagnóstico.

**Análisis de laboratorio.** Es necesario realizar un análisis del agua, determinar el BSW, pruebas de compatibilidad del tratamiento químico con la roca y fluidos para establecer las propiedades reológicas del polímero a aplicar y la dosificación óptima.

**Ingeniería.** Esta se refiere a determinar el volumen, el área de penetración del polímero y la planificación de la parte técnica – operacional. La determinación del volumen es importante y está basado en el intervalo perforado, porosidad, permeabilidad, que determinarán el radio de penetración.

El volumen de químico se determina mediante la siguiente ecuación.

**Volumen del tratamiento (galones)** =  $7.4805 * \Phi * (R_2^2 - R_1^2) * \pi * H$  Ecc.20.

Dónde:

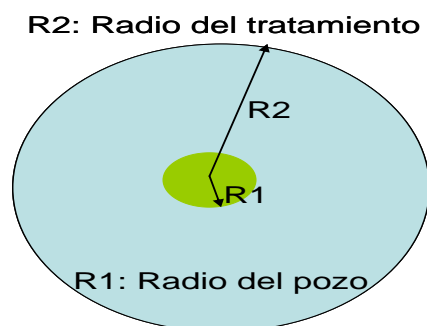
$\Phi$  = porosidad

$R_1$  = radio del pozo

$R_2$  = radio del tratamiento

$H$  = del tratamiento (intervalo perforado)

$\pi$  = 3.1416



**Ejecución del plan piloto para posible aplicación del tratamiento con polímeros modificadores de permeabilidad.**

Específicamente se refiere al personal capacitado, equipo a ser utilizado, calidad del tratamiento, procedimientos de trabajo, tiempo de reposo. Los fluidos tratantes se bombean a tasas bajas de inyección 0.5 barriles por minuto BPM, bajo la presión de fractura. El tratamiento tiene tres etapas:

**Primera etapa:** Se inyecta un acondicionador cuyo principal objetivo es limpiar en los alrededores del casing las parafinas y/o escala y preparar la superficie para darle las características (rugosidad) adecuadas para el siguiente tratamiento.

**Segunda etapa:** Se inyecta el tratamiento en sí, el polímero reductor de permeabilidad cuya dosificación está en base a los resultados de laboratorio.

**Tercera etapa:** El tiempo mínimo de contacto del tratamiento con la formación es de por lo menos 24 horas. Al iniciar la producción se recomienda bajas tasas de producción.

### **Evaluación de resultados y Monitoreo del pozo**

Finalmente como prueba de evaluación se monitorea el comportamiento del pozo, día a día, durante por lo menos dos meses, tiempo en el cual se pueda establecer un criterio de cómo está resultando el tratamiento y pronosticar a futuro si la inversión se recuperará a corto plazo, porque los tratamientos químicos son temporales de entre 4 y 7 meses.

### **5.5. Tratamientos adecuados para los pozos seleccionados.**

Una vez que se conocen las principales características de cada tratamiento y las posibles problemas que presentan cada uno de los pozos analizados, en el Capítulo IV se presenta de una manera más general los tratamientos recomendados para solucionar los altos cortes de agua. Ver Tabla.5.1.

**Tabla 5.1. Recomendación de Tratamientos a Pozos Analizados.**

Pozo	Problemas que prevalecen	Posibles soluciones	Razón
<b>Fanny 18B-02 (M-1)</b> RR:50.9 MB actual Perf: 12 ft BOPD:68 BWPD:3155 BSW:97.8 % API:20.3 Salinidad: 15593 ppm NaCl.	<p>Baja producción de agua desde el inicio.</p> <p>Posible conificación o canalización comunicación con zonas altamente permeables.</p> <p>No existe registro de cementación actual.</p> <p>Cambio brusco del agua en el último año de 26.48% en enero a 46.22% en septiembre de 2012 muy cerca del límite económico de WOR=50%.</p> <p>Bajar registro de corrosión para verificar el estado del casing.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	<p>Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua, se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada. Además de controlar el flujo de agua detrás de casing.</p> <p>Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.</p>
<b>Fanny 18B-10 (M-1)</b> RR:700 MB actual Perf: 25 ft BOPD:261 BWPD:6280 BSW:96 % API:20.2 Salinidad: 16706 ppm NaCl.	<p>Alta producción de agua inicio</p> <p>Barrido normal del yacimiento posible efecto del agua proveniente del pozo inyector cercano FANNY 18B-8 RE M-1. Elevación del contacto Agua-Petróleo normal</p> <p>En el registro de cementación del pozo se visualiza una Amplitud CBLF&lt; 5 MV y un USIT bueno está bien cementado.</p> <p>El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento gradual .WOR=24% actual.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	<p>Aplicar sistemas de polímeros en base agua para limitar el flujo de agua de formación hacia el pozo, debido a que se forma un precipitado coloidal que se aglutina formando una masa gelatinosa en presencia de agua y no reacciona en presencia de hidrocarburos el precipitado es parcialmente disuelto en los poros.</p> <p>Otra opción sería aplicar modificadores de permeabilidad lo más profundo posible, para facilitar solo el flujo de petróleo.</p> <p>Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.</p>
<b>Fanny 18B-20 (M-1)</b> RR: 60.MB actual Perf: 21 ft BOPD:107 BWPD:2897 BSW:96.4 % API:20.7 Salinidad: 15428 ppm NaCl.	<p>Alta producción de agua al inicio. Posible conificación o canalización comunicación con zonas altamente permeables.</p> <p>En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF&gt; 5 MV y un USIT bueno está parcialmente bien cementado.</p> <p>El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento gradual del WOR=27% actual.</p> <p>Trabajos de Gravel Pack anteriores.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	<p>Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing y controlan de algún modo el cono de agua. Otra opción sería aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos liberando solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo y quedan taponados los poros con alta saturación de agua con un gel de alta viscosidad.</p> <p>Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.</p>

Pozo	Problemas que prevalecen	Posibles soluciones	Razón
<b>Fanny 18B-21 (M-1)</b> RR:65.3MB actual Perf: 12 ft BOPD:110 BWPD:2754 BSW:96.16 % API:22.6 Salinidad: 15263 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible conificación o canalización.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF> 5 MV y un USIT bueno, está parcialmente bien cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento gradual WOR=25% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada. Además de controlar el flujo de agua detrás de casing. Su aplicación debe ser profunda para que el tratamiento tenga efecto.  Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.
<b>Fanny 18B-28 (M-1)</b> RR:250 MB actual Perf: 10 ft BOPD:110 BWPD:2754 BSW:96.8% API:22.7 Salinidad: 13695 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible Canalización (comunicación con zonas altamente permeables).  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF< 5 MV y un USIT bueno, está medianamente cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento gradual WOR=30% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing y controlan de algún modo el cono de agua. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos liberando solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo y quedan taponados los poros con alta saturación de agua con un gel de alta viscosidad en la zona donde se aplique el tratamiento.  Las reservas remanentes parcialmente justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.
<b>Fanny 18B-46 (M-1)</b> RR:423 MB Perf: 12 ft BOPD:155 BWPD:3012 BSW:95.10% API:20.7 Salinidad: 15510 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible canalización o adedamiento.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF> 5 MV y un USIT malo está mal cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento gradual WOR=19.4% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Realizar un Squeeze para prevenir y eliminar la intrusión de agua proveniente de formaciones adyacente a la zona productora de hidrocarburo y sellar canales de agua detrás del casing.  Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.

Pozo	Problemas que prevalecen	Posibles soluciones	Razón de la elección
<b>Fanny 18B-57 (M-1)</b> RR.423 MB actual Perf: 35 ft BOPD:157 BWPD:3555 BSW:95.77 % API:21 Salinidad: 16890 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible conificación o canalización.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF> 5 MV y un USIT malo está mal cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR=50%, con un incremento gradual WOR=22.6% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.  Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su
<b>Fanny 18B-61 (M-1)</b> RR.585 MB Perf: 15 ft BOPD:170 BWPD:4742 BSW:96.54 % API:21.7 Salinidad: 14108 ppmNaCl.	Baja producción de agua desde el inicio.  Posible canalización.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF> 5 MV y un USIG relativamente malo está mal cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR=50%, con un incremento gradual WOR=28% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing  Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.  Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.
<b>Fanny 18B-66 (M-1)</b> RR.130 MB Perf: 18 ft BOPD:107 BWPD:2897 BSW:94.78% API:20.9 Salinidad: 14355 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible canalización.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza mediante CBLF< 5 MV y un USIT bueno está parcialmente bien cementado.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR=50%, con un incremento gradual WOR=18% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing  Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad, para taponar los espacios porales debido a que son solubles en hidrocarburos restringiendo el paso del agua.

Pozo	Problemas que prevalecen	Posibles soluciones	Razón
<b>Fanny 18B-100H (M-1)</b> RR.62 MB Liner exp: 996 ft BOPD:88 BWPD:2681 BSW:96.83% API:13.4 Salinidad: 15262 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible encrestamiento en varias secciones del liner.  El pozo se encuentra medianamente cerca del límite económico WOR= 50%, con un incremento abrupto del WOR en el último año. WOR=31% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Tecnología de reguladores de flujo ICD'S 3. Tecnología HYDRAJET 4. Sistemas LO-GARD 5. Sistemas BACKSTOP.	Realizar un trabajo mecánico de ICD'S en este tipo pozo no es recomendable por las condiciones petrofísicas y geológicas del yacimiento.  Aplicar tecnología Hydrajert a fin de bombear a través de los orificios perforados cierta cantidad de químico LO-GARD, K-Max y H2Zero para sellar zonas de intrusión de agua mediante trabajos realizados en campo Dorine.  Las reservas remanentes no justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar
<b>Fanny 18B-120H (M-1)</b> RR.508 MB Liner exp: 950 ft BOPD:226 BWPD:4883 BSW:95.58% API:22.2 Salinidad: 15345 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible encrestamiento en varias secciones del liner.  El pozo se encuentra medianamente cerca del límite económico WOR= 50%, con un incremento abrupto del WOR en el último año. WOR=22% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Tecnología de reguladores de flujo ICD'S 3. Tecnología HYDRAJET 4. Sistemas LO-GARD 5. Sistemas BACKSTOP.	Realizar un trabajo mecánico de ICD'S en este tipo pozo no es recomendable por las condiciones petrofísicas y geológicas del yacimiento.  Aplicar tecnología Hydrajert a fin de bombear a través de los orificios perforados cierta cantidad de químico LO-GARD, K-Max y H2Zero para sellar zonas de intrusión de agua mediante trabajos realizados en campo Dorine.  Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar
<b>Fanny 18B-23 RE (U-Inf)</b> RR:45 MB Perf: 10 ft BOPD:140 BWPD:1412 BSW:90.95% API:20.2 Salinidad: 9885 ppmNaCl.	Alta producción de agua desde el inicio.  Posible conificación.  En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF< 5 MV y el USIG muestra que está parcialmente bien cementado.  Muy buena adherencia del casing a la formación.  El pozo se encuentra lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento abrupto del WOR en el último año. WOR=10% actual.	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.  Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.



<b>Fanny 18B-31 (U-INF)</b> RR:87 MB Perf: 15 ft BOPD:94 BWPD:4091 BSW:97.76 API:19.2 Salinidad: 11024 ppmNaCl.	<p>Baja producción de agua desde el inicio.</p> <p>Possible canalización multicapas.</p> <p>En el registro de cementación del pozo, se visualiza una Amplitud CBLF&lt; 5 MV y amplitud&gt; 5 en la parte superior y el USIT muestra que está parcialmente mal cementado.</p> <p>Buena adherencia del casing a la formación.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR).	<p>Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing</p> <p>Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área</p>
<b>Fanny 18B-71 (U-Inf)</b> RR:160,7 MB Perf: 19 ft BOPD:141 BWPD:3743 BSW:96.36% API:18.4 Salinidad: 10725 ppmNaCl.	<p>Baja producción de agua desde el inicio.</p> <p>Possible canalización multicapas.</p> <p>En el registro de cementación del pozo, se visualiza Amplitud CBLF &gt;= 5 MV y el USIT muestra que está parcialmente mal cementado.</p> <p>El pozo se encuentra medianamente lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento abrupto del WOR en el último año. WOR=26% actual.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	<p>Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing</p> <p>Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.</p> <p>Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad.</p>
<b>Fanny 18B-109 (U-Inf)</b> RR:63MB Perf: 30 ft BOPD:95 BWPD:2191 BSW:95.85% API:20.4 Salinidad: 10767 ppmNaCl.	<p>Baja producción de agua en el inicio.</p> <p>Possible canalización multicapas. Barrido normal del yacimiento por efecto del agua.</p> <p>En el registro de cementación del pozo, se visualiza Amplitud CBLF &lt; 5 MV y el USIT muestra que está parcialmente mal cementado.</p> <p>El pozo se encuentra medianamente lejos del límite económico WOR= 50%, con un incremento abrupto del WOR en el último año. WOR=26% actual.</p>	1. Cementación forzada o remedial (Squeeze). 2. Aplicar modificadores de permeabilidad relativa (RPM) 3. Aplicar bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB). 4. Aplicar reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR). 5. Sistemas de polímeros base agua	<p>Realizar un Squeeze para prevenir la migración vertical del agua de formación sellando estos canales detrás del casing</p> <p>Aplicar modificadores de permeabilidad relativa que al ser un sistema de polímeros hidrofílicos, solubles en agua se hidratan y producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparan en la roca los espacios porales ayudando a incrementar la resistencia al flujo de agua en el área tratada.</p> <p>Las reservas remanentes justifican al realizar algún tipo de trabajo en este pozo para incrementar su productividad</p>

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## CAPÍTULO VI

### 6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez realizado el análisis técnico es fundamental complementar el estudio con un análisis económico del proyecto a fin de evaluar la factibilidad de aplicación de los tratamientos y/o trabajos recomendados a los pozos seleccionados para evaluar los beneficios y resultados obtenidos en aplicación de estos tratamientos.

El análisis económico realizado para el presente proyecto consistió en determinar la rentabilidad de emplear tratamientos químicos en combinación con trabajos mecánicos (SQUEEZE) en pozos con altos cortes de agua en ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD. Mediante métodos financieros se determinaron los ingresos generados por la aplicación de trabajos de reacondicionamiento en pozos seleccionados y se establecieron si serán suficientes para cubrir los costos totales de inversión, más los costos de mantenimiento y operación.

#### Consideraciones Generales

**Interés simple:** Es el precio a pagar por concepto de uso de un dinero prestado (expresado en porcentaje y aplicado a un periodo determinado) y depende de las condiciones contractuales pactadas. Matemáticamente se representa de la siguiente manera:

$$I = C * i * t \quad Ecc: 20$$

Dónde:  $I$  = interés simple

$C$  = capital o suma prestada

$i$  = interés [%]

$t$  = tiempo (número de periodos)

**Interés compuesto:** Es el que se obtiene cuando en cada intervalo de tiempo se agregan los intereses sobre el capital; de este modo se tiene un monto sobre el cual se calcularán los intereses en el siguiente período de tiempo, hasta un período  $n$ .

$$M = C(1 + i)^n \quad \text{Ecc: 21}$$

Dónde:  **$M$**  = Monto al final del período.

**$C$**  = Capital

**$i$**  = interés por período

**$n$**  = tiempo (número de períodos)

**Tasa nominal:** es la tasa convenida para una operación financiera.

**Tasa efectiva:** tasa que realmente actúa sobre el capital de operación financiera.

## 6.1 Producción incremental

Es el resultado obtenido entre la producción lograda si se realiza el proyecto menos la producción en caso de no realizar el proyecto.

En la aplicación de **TRATAMIENTOS QUÍMICOS** se asumen tres escenarios, en base a estadísticas de varios trabajos realizados en diferentes campos petroleros del Ecuador y otras partes del mundo.

- **Pesimista:** reducción del corte de agua 5 % y aumento de petróleo en 5 %.
- **Esperado:** reducción del corte de agua 10 % y aumento de petróleo en 10 %.
- **Optimista:** reducción del corte de agua 25 % y aumento de petróleo en 25 %.

En la aplicación de **TRATAMIENTOS de SQUEEZE** (Cementación Forzada) se asumen tres escenarios, en bases a estadísticas de varios trabajos realizados en el Bloque Tarapoa.

- **Pesimista:** reducción del corte de agua 1 % y aumento de petróleo en 1 %.
- **Esperado:** reducción del corte de agua 3 % y aumento de petróleo en 3 %.
- **Optimista:** reducción del corte de agua 20 % y aumento de petróleo en 20 %.

El objetivo principal en el Campo Fanny es incrementar la producción de petróleo y reducir el corte de agua en pozos que relativamente son los mejores candidatos para los pozos Fanny 18B-20 (M-1), Fanny 18B-21(M-1), Fanny 18B-66 (M-1), Fanny 18B-23 RE (U Inferior) y Fanny 18B-71 (U Inferior) dependiendo del tipo de tratamiento que se realice.

## 6.2 Costos operativos

Entre estos costos se mencionan los siguientes: **a)** Costo por levantamiento **b)** Costo por manejo de agua **c)** Costos por mantenimiento y **d)** Costos de procesos y químicos.

### 6.2.1 Costos por levantamiento

Se refieren al valor promedio estimado que gasta la compañía para levantar un barril de fluido desde el yacimiento hasta superficie (se refiere a la situación), se considera levantamiento electro sumergible.

### 6.2.2 Costos por manejo de agua

Se refieren el valor de **tratar un barril de agua** en superficie a Andes Petroleum Ecuador Ltd; que incluye separación del petróleo, procesos de tratamiento y finalmente reinyección.

### 6.2.3 Costos por mantenimiento

Se refieren a los gastos que se deben hacer para mantener en buen estado las facilidades en superficie para el tratamiento de los fluidos producidos.

#### **6.2.4 Costos de procesos y químicos**

En estos costos se consideran los equipos extras que facilitan la producción del fluido entre estos se tienen: químicos, equipos de vacuum, marranos para limpiar la tubería y cuidado del medio ambiente.

### **6.3. Índices económicos**

Los indicadores utilizados para la evaluación económica, serán: El valor presente neto (VPN), Relación VPN/Inversión, Tasa interna de retorno (TIR), y período de recuperación de la inversión (PRI), ver tabla.

#### **6.3.1. Valor Presente Neto**

Se define como el valor del dinero a través del tiempo aplicado una tasa de descuento. Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros originados por una inversión.

#### **6.3.2. Relación VNP/Inversión**

Esta relación como su nombre lo indica es la división entre el valor presente neto del proyecto sobre la inversión.

#### **6.3.3. Tasa Interna de Retorno (TIR)**

La tasa interna de retorno es, por definición, aquella tasa que hace el valor presente de los ingresos igual al valor presente de los egresos, al descontarlos al período cero.

La TIR anual del proyecto para los pozos del Campo Fanny analizados es mayor al 10 % en todos los casos lo que significa que el proyecto es rentable puesto que es mayor que el 9% que se utiliza para la actualización y mayor que el 12% que utilizan varias instituciones para la evaluación de proyectos de desarrollo, incluso es mayor que el 20% que utilizan varias empresas para evaluación de proyectos petroleros.

#### 6.4. Costos Tangibles

Este se puede definir como aquel que se puede tocar, ver y recuperar mediante depreciación como por ejemplo:

Bombas, instalaciones, tubería, computadores, maquinaria, tanques entre otros.

#### 6.5. Costos Intangibles

Estos en cambio son aquellos que se les puede ver, tocar, pero no se los puede recuperar por depreciación como por ejemplo: combustible, agua, energía eléctrica, químicos, los lodos de perforación, casing entre otros.

Los costos de operación se entienden como el valor que le cuesta a una empresa producir un barril de fluido (agua y petróleo). Estos se dividen en costos fijos y costos variables.

#### 6.6. OPEX (Costos de Operación)

Los costos de operación se entienden como el valor que le cuesta a una empresa producir un barril de fluido (agua y petróleo). Estos se dividen en costos fijos y costos variables.

Los **costos fijos** se refieren a obligaciones de la compañía con el estado ecuatoriano. Aquí se encuentran el pago por el impuesto a la renta, pago para el fondo de desarrollo, municipios y contribución a la superintendencia de compañía, entre otros.

Dentro de los **costos variables** están por ejemplo los costos operativos y los costos de mantenimiento.

#### 6.7. CAPEX (Costos de Capital)

Los costos de capital se refieren a la cantidad de dinero que se tendría que invertir para poner en ejecución el proyecto de control de agua utilizando tratamientos con Squeeze (cementación forzada) o tratamiento químicos específicamente RPM.

**Tabla 6.1. Costos Estimados de Cementación Forzada (Squeeze)**

**COST ESTIMATE SQUEEZE**

Discipline/Description	JDE ACCOUNT		Cost Estimate	Remarks	
	Object	Subsid			
<b>Tangible Cost</b>					5,000
Tubing	8740	426		8800' 3 1/2" tubing	0.0%
Wellhead Equipment	8740	780	5,000	3 1/2" x 11"C" sections	1.4%
<b>Intangible Cost</b>					0.0%
Lease /Road Maint/Stand by Cat	8720	330			0.0%
Environmental / Cuttings Disp	8720	648			0.0%
Clean Up/ Restoration	8720	334			0.0%
<b>Completion Operations</b>					0.0%
Rig Daywork	8720	346	83,880	12 operative days	23.9%
Rig/ Camp Move in/Out	8720	338	32,000	Rig Move to next Pad	9.1%
Camp & Catering, Crew Allow.	8720	355	6,750	\$562.5 day + labours fumigation	1.9%
Power /Fuel	8720	352	5,250	3500 gal @ \$ 2/ gal	1.5%
Mud/Fluids/ Lubrication	8720	354	15,250	Viscosity Pill	4.4%
Filtration Chem, Equip, Service	8720	722			0.0%
Solids Control & Service	8720	666			0.0%
Bits, Reamers, Mills	8720	634	7,000	6-1/8" bits	2.0%
Equipment Rental	8720	358	5,500	Frac tanks and water treatment plant	1.6%
Casing Running Equipment & Service	8720	616			0.0%
Equipment Rental - Downhole Tools	8720	702	32,000	Clean Tools+Motor+Scraper+Jars	9.1%
Equipment Rental - Drillstring	8720	760			0.0%
ESP Equipment & Service	8740	783			0.0%
Permanent Compl Equip	8720	743	38,500	1 R Nipple + 1 SL-SL + 1 Packers + 1 CIBP + 1 CR	11.0%
Cement & Additives	8720	618	40,000	SQZ ( T)	11.4%
Coiled Tubing	8720	342			0.0%
Fishing & Service	8720	344			0.0%
Tubular Inspection + Repair	8720	842			0.0%
<b>Production &amp; Formation Evaluation</b>					0.0%
Electric Logging	8720	704			0.0%
Wireline : Perforation / Log Corr	8720	368	45,000	Charges ETA DUO @ 5 Spf + Correlation for TCP	12.8%
Slickline Services	8720	716	2,000		0.6%
Stimulation Services (Acid / Frac)	8720	370			0.0%
Sand Control - GP Equip / Service	8720	706			0.0%
Production Testing Equipment	8720	714			0.0%
Fluid Sampling & Analysis	8720	652			0.0%
<b>General</b>					
Supervision	8720	376	9,600		2.7%
Field Safety	8720	384	2,000		0.6%
Transport/Trucking	8720	360	14,245	Forklift, Vaccum	4.1%
Travel	8720	378	1,000		0.3%
Security	8720	590	2,500		0.7%
Government & Licenses	8720	326	3,000		0.9%

**TOTAL 350,475**

100%

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Completación y Perforación. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Tabla 6.2. Costos Estimados de Tratamiento con Geles RPM.**

**COST ESTIMATE TREATMENT GEL**

Discipline/Description	JDE ACCOUNT		Cost Estimate	Remarks	
	Object	Subsid			
<b>Tangible Cost</b>					5,000
Tubing	8740	426		8800' 3 1/2" tubing	0.0%
Wellhead Equipment	8740	780	5,000	3 1/2" x 11"C" sections	1.7%
<b>Intangible Cost</b>					0.0%
Lease /Road Maint/Stand by Cat	8720	330			0.0%
Environmental / Cuttings Disp	8720	648			0.0%
Clean Up/ Restoration	8720	334			0.0%
<b>Completion Operations</b>					0.0%
Rig Daywork	8720	346	69,900	10 operative days	23.6%
Rig/ Camp Move in/Out	8720	338	32,000	Rig Move to next Pad	10.8%
Camp & Catering, Crew Allow.	8720	355	6,750	\$675 day + labours fumigation	2.3%
Power /Fuel	8720	352	5,250	3500 gal @ \$ 2/ gal	1.8%
Mud/Fluids/ Lubrication	8720	354	15,250	Viscosity Pill	5.2%
Filtration Chem, Equip, Service	8720	722			0.0%
Solids Control & Service	8720	666			0.0%
Bits, Reamers, Mills	8720	634			0.0%
Equipment Rental	8720	358	5,500	Frac tanks and water treatment plant	1.9%
Casing Running Equipment & Service	8720	616			0.0%
Equipment Rental - Downhole Tools	8720	702	12,000	Clean Tools (PUP)	4.1%
Equipment Rental - Drillstring	8720	760			0.0%
ESP Equipment & Service	8740	783			0.0%
Permanent Compl Equip	8720	743	40,000	1 R Nipple + 1 SL-SL + 1 Packers	13.5%
Cement & Additives	8720	618	40,000	Treatment gel	13.5%
Coiled Tubing	8720	342			0.0%
Fishing & Service	8720	344			0.0%
Tubular Inspection + Repair	8720	842			0.0%
<b>Production &amp; Formation Evaluation</b>					0.0%
Electric Logging	8720	704	30,000	1 SBT – VDL – GR – CCL logs	10.1%
				evaluate cement job	
Wireline : Perforation / Log Corr	8720	368			0.0%
Slickline Services	8720	716	2,000		0.7%
Stimulation Services (Acid / Frac)	8720	370			0.0%
Sand Control - GP Equip / Service	8720	706			0.0%
Production Testing Equipment	8720	714			0.0%
Fluid Sampling & Analysis	8720	652			0.0%
<b>General</b>					0.0%
Supervision	8720	376	9,600		3.2%
Field Safety	8720	384	2,000		0.7%
Transport/Trucking	8720	360	14,245	Forklift, Vaccum	4.8%
Travel	8720	378	1,000		0.3%
Security	8720	590	2,500		0.8%
Government & Licenses	8720	326	3,000		1.0%

**TOTAL 295,995**

100%

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Completación y Perforación. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.



## 6.8. Resultados Económicos de los Pozos Analizados.

El análisis económico de los posibles pozos candidatos a realizar un tratamiento con cementación forzada o tratamiento químico (RPM), se determinará con la rentabilidad obtenida con los términos económicos de VAN, TIR y el tiempo de recobro de la inversión inicial. A continuación se presenta un resumen de los resultados económicos obtenidos. **Tabla 6.3.**

TRATAMIENTO QUIMICO												
POZO	ANTES DEL TRATAMIENTO				Caso	DESPUES DEL TRATAMIENTO				PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN		
	BOPD	BWPD	BSW	WOR		BOPD	BWPD	BSW	WOR	TIR (mensual)	VPN ( % mensual)	Tiempo de recobro (meses)
Fanny 18B-21 M-1	110	2.754	96,10%	23,00%	5% (Pesimista)	116	2616	95,80%	22,50%	15,76%	478.177	6
					10% (Esperado)	121	2479	95,30%	20,50%	16,91%	557.127	6
					25% (Optimista)	138	2066	93,70%	14,90%	21,64%	835.053	5
Fanny 18B-66 M-1	194	3.522	94,7%	18,70%	5% (Pesimista)	204	3346	94,30%	16,40%	33,69%	1.165.014	3
					10% (Esperado)	213	3170	93,70%	14,80%	35,94%	1.328.156	3
					25% (Optimista)	243	2642	91,60%	10,80%	43,48%	1.741.733	3
Fanny 18B-23 RE U Inferior	140	1.412	90,90%	10,00%	5% (Pesimista)	147	1341	90,10%	9,10%	22,31%	497.646	4
					10% (Esperado)	154	1271	89,20%	8,20%	24,12%	564.740	4
					25% (Optimista)	175	1059	85,80%	6,00%	29,23%	769.593	3
TRATAMIENTO CON SQUEEZE												
POZO	BOPD	BWPD	BSW	WOR	Caso	BOPD	BWPD	BSW	WOR	TIR (mensual)	VPN ( % mensual)	Tiempo de Recobro (meses)
Fanny 18B-20 M-1	107	2.897	96,40%	26,90%	1 % (Pesimista)	108	2868	96,40%	26,50%	10,00%	257.005	8
					3 % (Esperado)	110	2810	96,20%	25,50%	10,68%	290.881	7
					20% (Optimista)	128	2318	94,80%	18,10%	15,36%	604.983	6
Fanny 18B-71 U Inferior	141	3.743	96,40%	26,40%	1 % (Pesimista)	142	3706	96,30%	26,10%	17,88%	985.450	6
					3 % (Esperado)	145	3631	96,20%	25,00%	18,54%	1.050.369	5
					20 % (Optimista)	169	2994	94,70%	17,20%	23,71%	1.443.741	4

Fuente: Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

Elaborado por: Oscar Arias.

## 6.9. Pronósticos de Producción Realizados a los Tratamientos.

Las curvas de declinación hiperbólica permite predecir el cálculo de las reservas remanentes parámetro fundamental para proponer cualquier tipo trabajo en los 5 pozos candidatos, al límite económico que se cumplirá primero de 50 BOPD o 98 % BS&W. A continuación se presenta un resumen del análisis. **(Tabla 6.4 a 6.5.)**

**Tabla 6.4.** Pronóstico de Producción Aplicando Tratamientos Químicos.

TRATAMIENTO QUIMICO												
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN												
Pozo	Producción Acumulada (NP)	Caso	BOPD	BWPD	BSW	WOR		BSW	BOPD	WOR	Reservas Remanentes BBLs	TIEMPO meses
Fanny 18B-21 M-1	1.040.731	BASE	110	2.754	96,10%	23,00%	Límite económico de 50 BOPD	98,20%	-	54,81%	53.979	24
							Límite económico de 98% BSW	-	56	49,12%	47.611	20
		5% (Pesimista)	116	2.616	95,80%	22,50%	Límite económico de 50 BOPD	98,10%	-	52,00%	60.024	26
							Límite económico de 98% BSW	-	53	49,37%	56.924	24
		10% (Esperado)	121	2.479	95,30%	20,50%	Límite económico de 50 BOPD	98,00%	-	49,67%	65.685	28
							Límite económico de 98% BSW	-	51	48,45%	64.167	28
		25% (Optimista)	138	2.066	93,70%	14,90%	Límite económico de 50 BOPD	97,60%	-	40,86%	82.975	33
							Límite económico de 98% BSW	-	42	49,48%	95.413	42
Fanny 18B-66 M-1	782.676	BASE	194	3.522	94,70%	18,70%	Límite económico de 50 BOPD	98,69%	-	70,82%	117.235	40
							Límite económico de 98% BSW	-	71	49,37%	92.264	26
		5% (Pesimista)	204	3.346	94,30%	16,40%	Límite económico de 50 BOPD	98,50%	-	66,94%	126.374	42
							Límite económico de 98% BSW	-	67	49,90%	105.527	30
		10% (Esperado)	213	3.170	93,70%	14,80%	Límite económico de 50 BOPD	98,40%	-	63,46%	135.022	44
							Límite económico de 98% BSW	-	63	50,27%	118.161	34
		25% (Optimista)	243	2.642	91,60%	10,80%	Límite económico de 50 BOPD	98,10%	-	52,48%	163.712	51
							Límite económico de 98% BSW	-	55	49,39%	159.025	35
Fanny 18B-23 RE U Inferior	161.405	BASE	140	1.412	90,90%	10,00%	Límite económico de 50 BOPD	96,50%	-	27,84%	43.327	17
							Límite económico de 98% BSW	-	29	49,13%	60.324	32
		5% (Pesimista)	147	1.341	90,10%	9,10%	Límite económico de 50 BOPD	96,30%	-	26,37%	47.040	18
							Límite económico de 98% BSW	-	27	50,18%	66.741	36
		10% (Esperado)	154	1.271	89,20%	8,20%	Límite económico de 50 BOPD	96,10%	-	24,93%	50.830	19
							Límite económico de 98% BSW	-	26	49,41%	72.334	39
		25% (Optimista)	175	1.059	85,80%	6,00%	Límite económico de 50 BOPD	95,40%	-	20,71%	62.625	22
							Límite económico de 98% BSW	-	21	49,88%	91.912	52

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

**Tabla 6.5.** Pronóstico de Producción Aplicando Cementación Forzada.

TRATAMIENTO CON SQUEEZE												
PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN												
Pozo	Producción Acumulada (NP)	Caso	BOPD	BWPD	BSW	WOR		BSW	BOPD	WOR	Reservas Remanentes BBLS	TIEMPO meses
Fanny 18B-20 M-1	1.073.824	BASE	107	2.897	96,40%	26,90%	Límite económico de 50 BOPD	98,30%	-	56,93%	49.078	22
							Límite económico de 98% BSW	-	59	48,95%	40.942	17
		1 % (Pesimista)	108	2.868	96,40%	26,50%	Límite económico de 50 BOPD	98,30%	-	56,40%	49.537	22
							Límite económico de 98% BSW	-	57	50,04%	43.067	18
		3 % (Esperado)	110	2.810	96,20%	25,50%	Límite económico de 50 BOPD	98,20%	-	54,26%	51.985	23
							Límite económico de 98% BSW	-	57	49,64%	45.587	19
		20% (Optimista)	128	2.318	94,80%	18,10%	Límite económico de 50 BOPD	97,90%	-	46,54%	70.214	29
							Límite económico de 98% BSW	-	41	50,19%	74.535	32
Fanny 18B-71 U Inferior	930.971	BASE	141	3.743	96,40%	26,40%	Límite económico de 50 BOPD	98,70%	-	75,46%	160.713	64
							Límite económico de 98% BSW	-	75	50,13%	105.692	34
		1 % (Pesimista)	142	3.706	96,30%	26,10%	Límite económico de 50 BOPD	98,70%	-	74,19%	161.713	64
							Límite económico de 98% BSW	-	74	50,00%	108.693	53
		3 % (Esperado)	145	3.631	96,20%	25,00%	Límite económico de 50 BOPD	98,60%	-	72,89%	168.320	66
							Límite económico de 98% BSW	-	73	49,53%	115.483	37
		20 % (Optimista)	169	2.994	94,70%	17,20%	Límite económico de 50 BOPD	98,40%	-	60,27%	218.915	80
							Límite económico de 98% BSW	-	60	49,76%	190.819	63

**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

## **CAPÍTULO VII**

### **7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.**

#### **7.1. CONCLUSIONES DE PRODUCCIÓN**

1) La adquisición de registros iniciales de cementación del revestidor (casing) y su correspondiente evaluación son elementos necesarios a fin de poder determinar una posible intrusión de agua hacia el pozo desde una fuente externa al mismo. La fuente más común en este tipo de problemas (intrusión) es causada generalmente por la canalización a través del revestidor debido a una inapropiada operación de cementación inicial. En el caso del campo Fanny, el análisis efectuado en los pozos permite determinar que más del 50% de pozos presentan mala cementación, ocasionando severos problemas en la producción de petróleo.

2) Los tratamientos con tecnología innovadora basados en modificadores de permeabilidad y los tradicionales trabajos de cementación forzada (squeeze), tienen un porcentaje de eficiencia optimista en los pozos analizados en el campo Fanny, para reducir el corte en la producción del agua y optimizar el incremento en la producción del 10 % de petróleo.

#### **7.2. CONCLUSIONES DE RESERVORIOS.**

1) En el campo Fanny, el análisis por medio de curvas de declinación permite observar y determinar que la curva de declinación hiperbólica es la que presenta el mejor ajuste respecto a los datos históricos de producción con desviaciones estándar entre 0.89 a 0.93 para la formación Napo "M-1" y entre 0.72 a 0.81 para Napo "U" Inferior. Esto se explica por las características de alta heterogeneidad de las arena y por los mecanismos de empuje de gas en solución, acuífero lateral y de fondo presentes en los yacimientos. M-1 y Napo U Inferior.

2) Para el campo Fanny, el análisis de diagnóstico permite concluir que no necesariamente realizar determinados trabajos de remediación (mecánicos,

químicos) permite recuperar mayor cantidad de reservas recuperables (EUR). Existen pozos en los que manteniendo igual tasa inicial de declinación ( $D_i$ ), aun con el aumento de la tasa de petróleo las reservas finales no aumentan más por el contrario disminuyen, debido a que la declinación inicial ( $D_i$ ) interviene como el factor predominante lo que ocasiona una producción acelerada inicialmente.

**3)** Para el Campo Fanny las gráficas de diagnóstico de la intrusión de agua que relaciona de manera logarítmica la relación agua-petróleo con el tiempo (curvas Chan), indican que el mecanismo predominante en la intrusión de agua es lateral razón por la cual el recobro en los pozos es bastante sustancial.

**4)** En pozos que exceden el límite económico, da como resultado la no rentabilidad de su producción debido a altos cortes de agua, esto no permite realizar un trabajo de remediación, pero se puede analizar las características geológicas, petrofísicas y el comportamiento fluidos del yacimiento con el propósito de utilizarlo como re-entry y drenar de zonas no barridas y/o pocas barridas.

### **7.3. CONCLUSIONES ECONÓMICAS.**

**1)** El análisis económico realizado en la aplicación de tratamientos para el control de agua e incremento en la producción de petróleo en los pozos del Campo Fanny indican que el proyecto es rentable para su ejecución con un tiempo de recuperación corto para la recuperación de la inversión inicial en todos los casos.

**2)** Los resultados obtenidos del VAN y TIR, determinaron la viabilidad económica del proyecto, con una rentabilidad optimista para la operación de los pozos en estudio.

#### **7.4- RECOMENDACIONES.**

- 1)** Es importante efectuar un análisis riguroso de compatibilidad de fluidos – roca del yacimiento y realizar pruebas de flujo en núcleos para aplicar tratamientos químicos, tomando en cuenta resultados estadísticos de experiencia de trabajos anteriores en pozos del Campo Fanny, que demuestran que al realizar una mala selección del tratamiento puede obstruir alrededor del 90% la entrada de fluidos.
- 2)** Se recomienda realizar registros de producción PLT (Production Logging Tool) en los pozos horizontales del Campo Fanny, para determinar la zona de mayor producción de agua, en la sección horizontal. Además de registros de Presión (Modular Formation Dynamics Tester) en pozos verticales para entender de mejor manera el reservorio en estos pozos.
- 3)** Es necesario sugerir un estudio de las facilidades de producción para el manejo de agua en superficie por el incremento excesivo a futuro de la producción de la misma y la inyección para soporte de presión del reservorio.
- 4)** Realizar un estudio con isotopos trazadores al inicio de las operaciones de los pozos inyectoros nuevos, para determinar el rompimiento de agua en los pozos productores más cercanos y a su vez seguimiento del frente de agua.

## CAPÍTULO VIII

### 8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

#### 8.1 Referencias citadas

<sup>2</sup>**SUAREZ Mauro**, Análisis de Tecnologías para el control de agua de los yacimientos U inferior y T principal del Campo Itaya., Tesis de grado no publicada, Universidad Central del Ecuador, Quito, Ecuador 2008.

<sup>3</sup>**PAREDES Luis**, Estudio técnico económico para optimizar la producción de los pozos horizontales en el Campo Dorine. Tesis de grado no publicada, Escuela Politécnica Nacional, Quito, Ecuador 2011.

#### 8.2 Referencias consultadas

- ✓ **AEC Tarapoa Block-Oriente Basin**, Depositional Environment and Sedimentary Facies of the M-1 Sandstone, Abril 2002.
- ✓ **Ali Daneshy Consultants**, Produced Water Management.
- ✓ **CNPC International Reserach Center**, Beijing, China, OOIP Recalculation of Tarapoa Block, Ecuador, December 2008, Página 89.
- ✓ **Baker Richard**, Reservoir Management for Waterflood 1998.
- ✓ **Poston Steven y Poe Jr. Bobby**, Analysis of Production Decline Curves 2008.
- ✓ **Towler Brian, F. Bansal Sitanshu**, Hyperbolic decline curve analysis using linear regression, Elseiver Science Publisher B.V. 1993.
- ✓ **Donohue David AT. Unit One**, Production Rate Decline Analysis IHRDC.
- ✓ **B.C.Craft y M.F.Hawkins**, Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid 1965 Tecnos.

- ✓ **Cole W. Frank**, Reservoir Engineering Manual, Houston Texas 1969.
- ✓ **Integrated Petroleum Reservoir Management**, Adduz Setter & Ganesh Thakur, 1994.
- ✓ **Bill Baley**, Water Control Schlumberger. Oilfield Spring 2000.
- ✓ **Diagnostic Techniques for Water Control**, Management of oilfield water, Tony Fondyga, Schlumberger Data & Consulting Services, , June 25 2008.
- ✓ **Patton L. Douglas and Abbott A. William**, Well Completions and Workover, Houston Texas, 1982.
- ✓ **BJ Services**, Preliminary Water Control Proposal. Marzo 2005.
- ✓ **Cholet Henry**, Well production Practical Handbook, Institut Francais du Petrole Publications Paris 2000.
- ✓ **Halliburton H03349 V1**, Water Management Manual 2002.
- ✓ **Halliburton**, Conformance Control Treatments Manual 2004.
- ✓ **Schlumberger**, Pushing Out the Oil With Conformance Control, Oilfield.
- ✓ **SPE 30775, K.S.Chan**, Schlumberger Water Control Diagnostic.
- ✓ **Zubillaga A., Cortona M., Veiga M., Briggiler N.**, Control de Agua aplicación de nuevas técnicas y productos, San Jorge, Argentina 2003.

### **8.3. Webgrafía.**

<http://www.andespetro.com/html/index.htm>/Diciembre 2012.

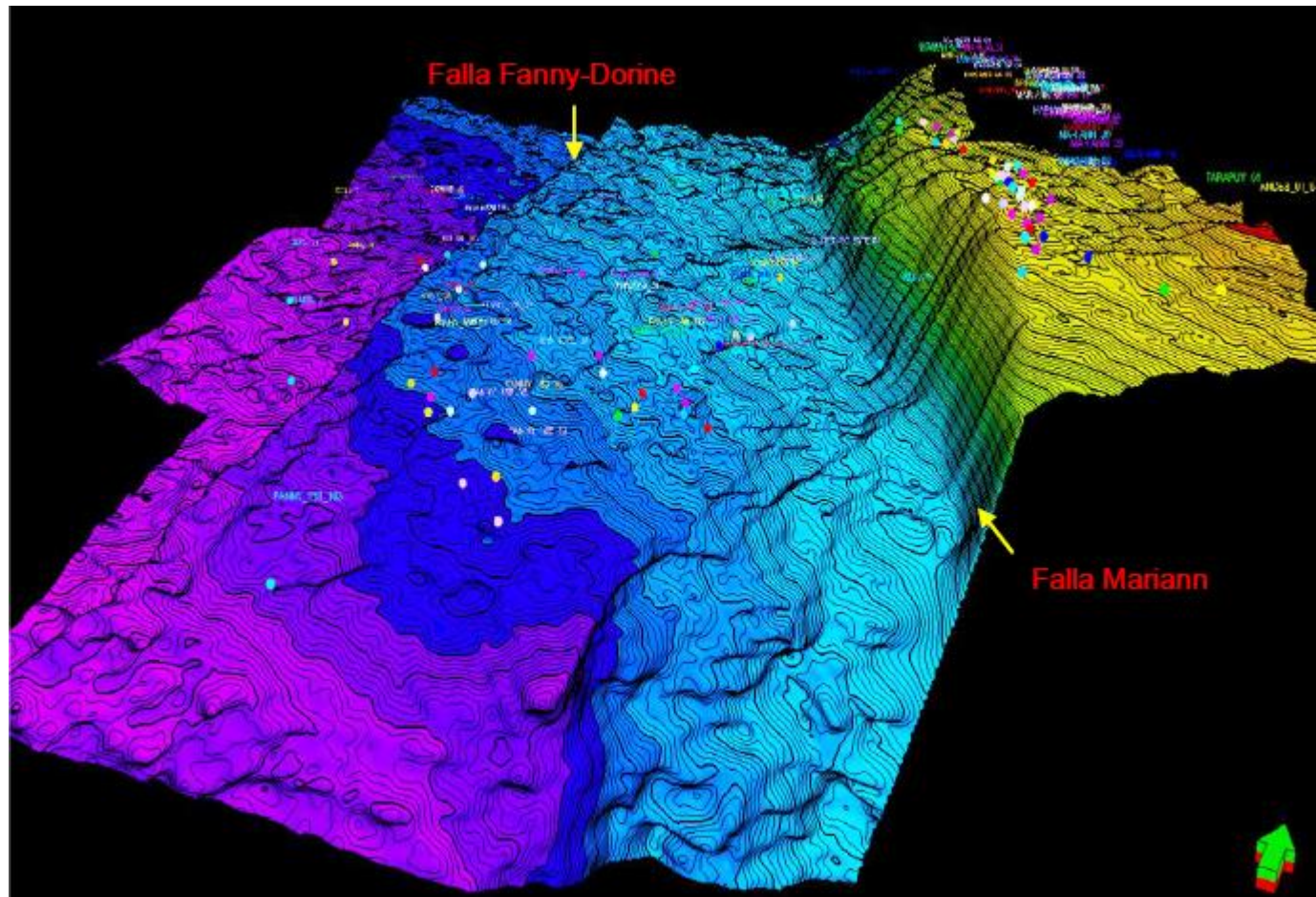
<http://www.andespetro.com/es/html/corporativa/htmaccess/>Diciembre 2012.



## **CAPÍTULO IX**

### **ANEXOS**

**Anexo A-1.** Mapa estructural del Bloque Tarapoa.



**Fuente:** Departamento de Ingeniería de Exploración y Desarrollo. Andes Petroleum Ecuador Ltd.

## Anexo A-2 Equipos Instalados Campo Fanny.

<b>Manifold de Entrada (Inlet Manifold Station)</b>	
Identificación:	IMF-000
Capacidad:	12 pozos
ANSI Clase:	300#
Línea de grupo (2):	8 plg
Línea de prueba:	4 plg

<b>Separador de Agua Libre (Free Water Know Out FWKO)</b>		
Cantidad	2	1
Identificación:	V-100	V-130
Capacidad:	40,000 BFPD	40,000 BFPD
Presión diseño:	200 psig @ 200°F	100 psig @ 200°F
Temp. diseño:	160-180°F	160-180°F
Tiempo residencia:	30 min	30 min
Dimensiones:	3,048 mm D x 14,63 LG	3,048 mm D x 15,240 LG

<b>Separador de Producción (Production Separator)</b>			
Cantidad	1	1	1
Identificación:	V-200	V-210	V-220
Capacidad:	20,000 BFPD	20,000 BFPD	20,000 BFPD
Presión diseño:	200 psig @ 200°F	200 psig @ 200°F	200 psig @ 200°F
Temperatura diseño:	160-180°F	160-180°F	160-180°F
Tiempo residencia:	10 min	10 min	10 min
Dimensiones:	2,438 mm D x 9.144 LG	2,438 mm D x 9.144 LG	2,438 mm D x 9.144 LG

<b>Separador de Prueba (Test Separator)</b>		<b>Tratador Electrostático (Electromax Treater)</b>
Identificación:	V-230	V-240
Capacidad:	10,000 BFPD	20,000 BFPD
Presión diseño:	200 psig @ 200°F	75 psig @ 200°F
Temp. diseño:	160-180°F	160-180°F
Tiempo residencia:	10 min	10 min
Dimensiones:	1,829 mm D x 7.315 LG	3,048 mm D x 15,24 S/S

<b>Bota de Gas (Gas Boot)</b>		
Cantidad:	1	1
Identificación:	V-300	V-310
Presión diseño:	50 psi (345 Kpa)	50 psi (345 Kpa)
Temp. diseño:	200°F (93°C)	200°F (93°C)
Dimensiones:	1,981 O.D x 15,850 S/S	1,219 O.D x 15,850 S/S

Nombre	Tanque de Lavado (Wash Tank)		Tanque de Almacenamiento de Crudo (Production Tank)	
Cantidad	1	1	1	1
Identificación:	T-400	T-420	T-410	T-450
Capacidad:	15,000 BBLS	15,000 BBLS	15,000 BBLS	10,000 BBLS
Dimensiones	18,288 O.D x 9,754 HG	18,288 O.D x 9,754 HG	18,288 O.D x 9,754 HG	14,478 O.D x 9,754 HG

Nombre	Tanque de Almacenamiento de Agua Tratada (Treated Water Tank)	Tanque de Desnatado de Agua (Skim Tank)
Cantidad:	1	1
Identificación:	T-440	T-430
Capacidad:	15,000 BBLS	15,000 BBLS
Dimensiones:	18,288 O.D x 9,754 HG	18,288 O.D x 9,754 HG

Nombre	Bombas Booster para Crudo (Oil Booster Pumps)		Bombas Transferencia de Crudo (Crude Oil Transfer Pumps)	
Cantidad	1	1	1	1
Identificación:	P-660 A/B	P-600 A/B/C	P-610 A	P-610 B/C/D
Tipo:	Centrifuga	Centrifuga	Desplazamiento Positivo	Desplazamiento Positivo
Modelo:	Goulds 3196-MXT 4x6-13	Goulds 3196-MXT 4x6-13		
Capacidad:	22,500 BPD (657 GPM @ 40 psi)	22,500 BPD (657 GPM @ 35 psi)	11,150 BPD (325 GPM @ 780 psi)	17,314 BPD (505 GPM @ 780 psi)
Potencia:	50 HP	50 HP	250 HP	250 HP

Skid de Medición de Crudo (Metering Skid)	
Cantidad:	1
Identificación:	FMS-600 FE 600/601/660/661
Marca:	Smith Meter
Dimensiones:	4" NPS-ANSI 150

Probador Bi-direccional	
Cantidad:	1
Identificación:	BMD-1
Capacidad:	34,300BPD (1000GPM @ 40 psi)
Velocidad esfera:	4.07 pie/seg
Presión diseño:	675 psi @ 200°F
ANSI:	300#

<b>Sybetrol</b>		
Cantidad:	1	
Modelo:	Smith Meter EX2-ELD	
Serie:	SL-4	
Voltaje:	24 V	
Temp ambiente:	menos 40 °C a 60°C	
Nombre	<b>Bomba de Reciclaje (Slop Oil Recycle Pump)</b>	
Cantidad	1	1
Identificación:	P-620 A/B	P-650 A/B
Tipo:	Desplazamiento Positivo	Desplazamiento Positivo
Capacidad:	5,142 BPD (150 GPM @ 140 psi)	685 BPD (20 GPM @ 140 psi)
Potencia:	30 HP	5 HP

Nombre	Bomba de Condensado (Water Pump)	Enfriador Rotatorio (Rotary Blower)
Cantidad	1	1
Identificación:	P-50	K-60
Tipo:	Centrífuga	Fullre CC-110 c/w
Potencia		100 HP

Recipiente Colector de condensados	Tea Baja Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)	Tea Alta Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)
Cantidad	1	1
Identificación:	V-520	V-550
Presión diseño:	50 psig @ 200°F	50 psig @ 200°F
Temperatura diseño:	200°F	200°F
Dimensiones:	3,048 mm D x 6,096 S/S	3,048 mm D x 6,096 S/S

Nombre	Tea Baja Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)	Tea Alta Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)
Identificación:	FS-540	FS-570
Dimensiones:	324 mm D x 12,192 High	324 mm D x 15,240 High
Ducto de aire	508 mm D x 12,192	762 mm D x 15,240

Nombre	Tea Baja Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)	Tea Alta Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)
Identificación:	FS-540	FS-570
Dimensiones:	324 mm D x 12,192 High	324 mm D x 15,240 High
Ducto de aire	508 mm D x 12,192	762 mm D x 15,240

Nombre	Bombas deTea Baja Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)	Bombas deTea Alta Presión (L.P Flare Knock-Out Drum)
Identificación:	P-530 A/B	P-560 A/B
Tipo:	Centrífuga	Centrífuga
Capacidad:	1,028 BPD (30 GPM @ 120 psi)	1,028 BPD (30 GPM @ 120 psi)
Ducto de aire	5 HP	5 HP

<b>Nombre</b>	<b>Bomba para tratamiento de agua (Water Treatment Unit Booster Pums)</b>	<b>Bomba Booster para Agua (Treated Water Booster Pumps)</b>		<b>Bombas de Inyección de Agua (Water Injection Pumps)</b>
Cantidad	1	1	1	1
Identificación:	P-630 A/B	P-640 A/B/C/D	P-640 E/F/G/H	P-620 A/B
Tipo:	Centrífuga	Centrífuga	Centrífuga	Desplazamiento Positivo
Modelo:	Dean R454-4x6x-15.5	Dean-3x4x11-1/2 R434	Goulds-3196-MXT 3x4-13-6V	Sulzer-Bingham 4x6x10C
Capacidad:	11,150.BPD (325 GPM @ 780 psi)	23,314.BPD (680 GPM @ 50 psi)	23,314.BPD (680 GPM @ 50 psi)	31,440.BPD (917 GPM @ 1913 psi)
Potencia:	250 HP	25 HP	30 HP	1500 HP

<b>Nombre</b>	<b>Depurador de Gas (Fuel Gas Scrubber)</b>	<b>Pre-Filtro de Gas (Fuel Gas Scrubber)</b>	<b>Filtro de Gas Coalescente (Fuel Gas Coalecing Filter)</b>	<b>Coalescente de Gas (Fuel Gas Coalescer)</b>	<b>Depurador de Gas de V.R.U. (V:R:U: Suction Scrubber)</b>
Cantidad	1	1	1	1	1
Identificación:	V-350	V-360	V-370	V-380 A/B/C	V-10
Pres. diseño:	200 psig @200°F	200 psig @200°F	200 psig @200°F	200 psig @200°F	50 psig @ 300°F
Temp.diseño:	200°F	200°F	200°F	200°F	300°F
Dimensiones:	610 mm D x 2,184 O/A	324 mm D x 2,184 O/A	406 mm D x 2,692 LG	219 mm D x 1,689 LG	508 mm D x 2,438 S/S

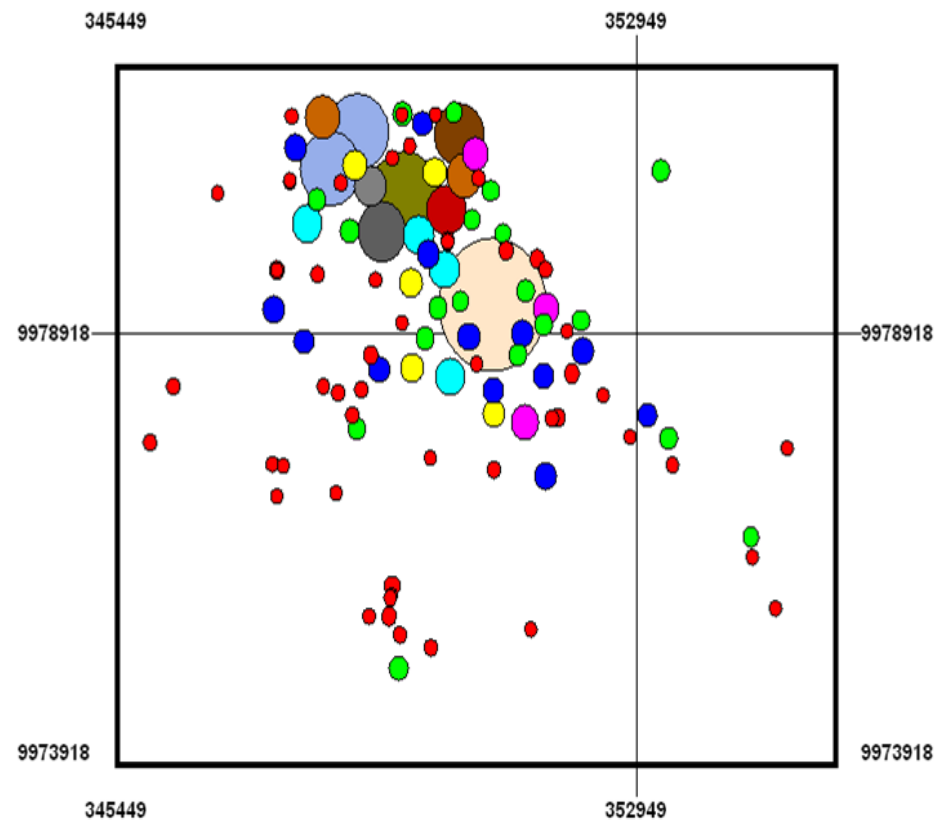
**Fuente:** Ingeniería de Facilidades de Producción Andes Petroleum Ecuador Ltd.

**Elaborado por:** Oscar Arias.

### Anexo A-3. Mapa de Burbujas (Bubble Map) del Campo Fanny

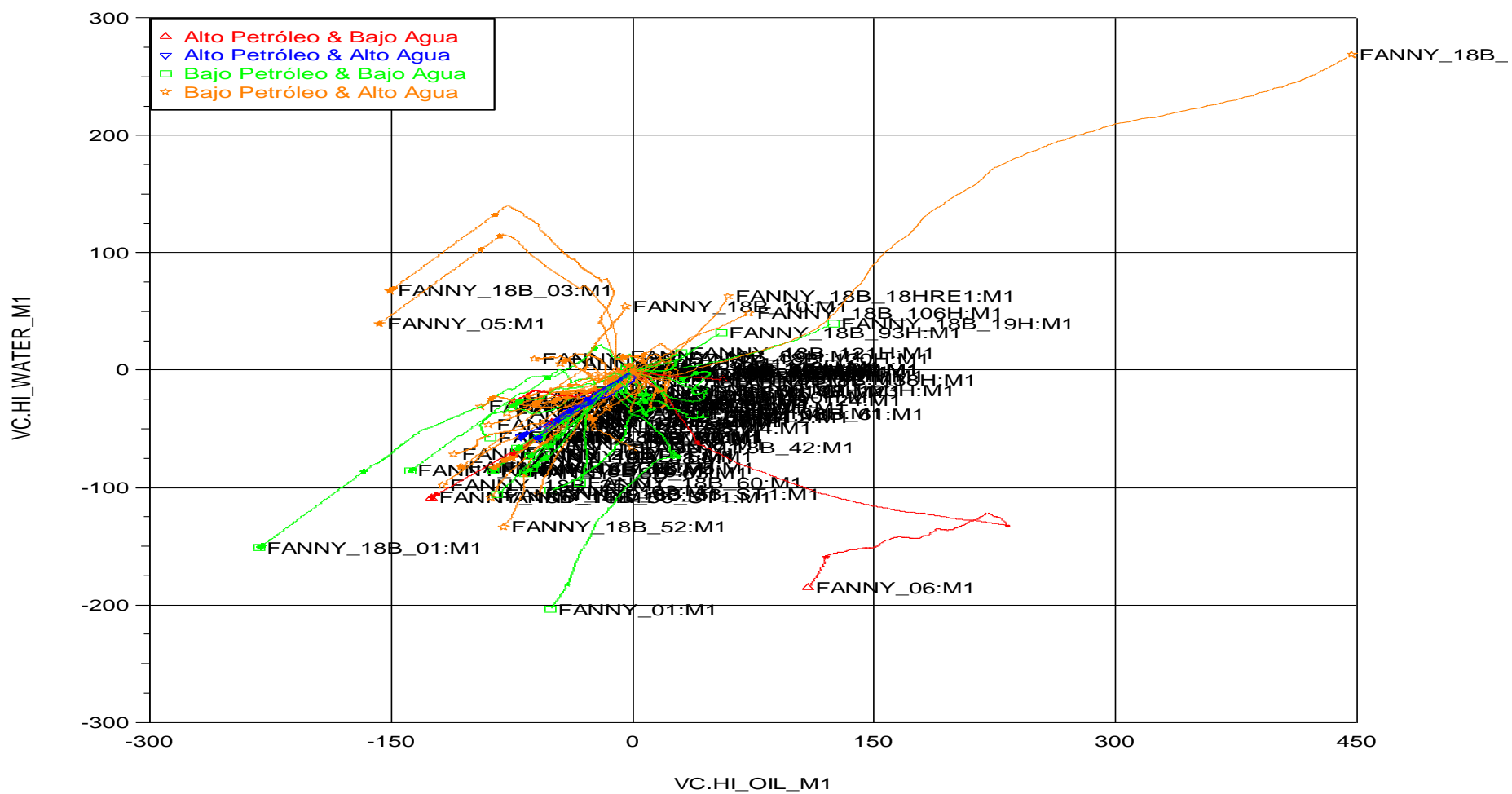
Allocated Cumulative Oil Production ( Mbbl )

0 5568 11137



# Anexo A-4. Diagramas de Dispersion (Scatter Plot) Yacimiento M-1.

Date:9/30/2012





## Date:9/30/2012



## Anexo A-6. Corridas Económicas Fanny 18B-21 M-1 Tratamiento con RPM Caso Pesimista 5%.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
<b>PRODUCTION</b>			30	31	31	28	31	30	31	38	31	31	30	31
Dayly production BOPD			116	111	106	102	98	94	91	87	84	81	78	76
Monthly Production			3,480	3,440	3,295	2,854	3,034	2,823	2,807	3,313	2,606	2,515	2,350	2,347
Dayly production BWPD			2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		20,161	20,795	20,759	18,720	20,695	20,000	20,639	25,268	20,590	20,567	19,883	20,526
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oilL			9.91	10.20	10.64	11.57	11.54	12.16	12.45	11.94	13.39	13.87	14.55	14.84

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	295,995													
Total monthly amortizations			18,352	15,857	16,817	15,608	15,486	14,405	14,323	13,795	12,870	12,832	11,993	11,978
Cummulative Amortizations			18,352	34,209	51,026	66,634	82,120	96,525	110,848	124,643	137,513	150,345	162,338	174,316

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
<b>Income</b>	+		121,800	120,403	115,332	99,906	106,204	98,792	98,228	115,972	91,209	88,009	82,251	82,147
Annual Costs and expenses	-		34,471	35,105	35,069	33,030	35,005	34,309	34,949	39,578	34,900	34,877	34,193	34,836
Annual amortizations	-		18,352	15,857	16,817	15,608	15,486	14,405	14,323	13,795	12,870	12,832	11,993	11,978
Net Back			68,977	69,441	63,446	51,268	55,713	50,078	48,956	62,599	43,439	40,300	36,065	35,333
LABOR (15%)	-		10,347	10,416	9,517	7,690	8,357	7,512	7,343	9,390	6,516	6,045	5,410	5,300
INCOME TAX (%)	-		14,658	14,756	13,482	10,894	11,839	10,642	10,403	13,302	9,231	8,564	7,664	7,508
Net Income			43,973	44,269	40,447	32,683	35,517	31,925	31,209	39,907	27,692	25,691	22,992	22,525
<b>CASH FLOW</b>	-295,995		62,325	60,126	57,264	48,291	51,003	46,330	45,532	53,702	40,562	38,523	34,985	34,503
<b>NPV (with % monthly)</b>	478,177													
<b>IRR (monthly)</b>	15.76%													
			25,004											

<b>Cummulative cash flow</b>		62,325	122,451	179,715	228,006	279,009	325,339	370,871	424,573	465,135	503,658	538,643	573,146
Calculations		-233,670	-173,544	-116,280	-67,989	-16,986	29,344	74,876	128,578	169,140	207,663	242,648	277,151
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Criteria		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	6	7	8	9	10	11	12

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	
PRODUCTION		30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	768
Dayly production BOPD		73	71	69	67	65	63	61	59	57	56	54	53	52	1923
Monthly Production		2,197	2,198	2,129	1,864	2,001	1,880	1,886	1,774	1,782	1,733	1,632	1,642	1,548	59130
Dayly production BWPD		2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	2,616	65400
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	19,846	20,489	20,472	18,477	20,441	19,768	20,413	19,742	20,387	20,375	19,707	20,353	19,686	508,759
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	177,054
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	187,750
cost per barrel oil		15.55	15.84	16.34	17.59	17.36	18.13	18.41	19.20	19.47	20.01	20.84	21.10	21.96	14.77

INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS														
Total Investments	295,995													295,995
Total monthly amortizations	11,586	10,129	10,863	10,190	10,213	9,592	9,626	9,353	8,800	8,846	8,331	8,382	8,165	298,392
Cummulative Amortizations	185,902	196,031	206,894	217,084	227,297	236,889	246,515	255,868	264,668	273,514	281,845	290,227	298,392	-2,397

<b>DISTRIBUTIONS</b>															
<b>Income</b>	+	76,894	76,913	74,502	65,227	70,044	65,788	66,017	62,078	62,365	60,664	57,135	57,487	54,195	2,069,561
Annual Costs and expenses	-	34,155	34,799	34,782	32,786	34,751	34,077	34,722	34,051	34,697	34,685	34,017	34,662	33,996	866,503
Annual amortizations	-	11,586	10,129	10,863	10,190	10,213	9,592	9,626	9,353	8,800	8,846	8,331	8,382	8,165	298,392
Net Back		31,153	31,985	28,857	22,250	25,081	22,119	21,669	18,674	18,868	17,133	14,787	14,442	12,034	904,666
LABOR (15%)	-	4,673	4,798	4,329	3,338	3,762	3,318	3,250	2,801	2,830	2,570	2,218	2,166	1,805	135,700
INCOME TAX (%)	-	6,620	6,797	6,132	4,728	5,330	4,700	4,605	3,968	4,009	3,641	3,142	3,069	2,557	192,242
Net Income		19,860	20,390	18,396	14,185	15,989	14,101	13,814	11,905	12,028	10,922	9,427	9,207	7,672	576,725
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	31,446	30,519	29,259	24,375	26,202	23,693	23,440	21,258	20,828	19,768	17,758	17,589	15,837	875,117
<b>NPV (with % monthly)</b>	478,177														
<b>IRR (monthly)</b>	15.76%														

<b>Cummulative cash flow</b>	604,592	635,111	664,370	688,745	714,947	738,639	762,079	783,337	804,165	823,933	841,691	859,280	875,117
Calculations	308,597	339,116	368,375	392,750	418,952	442,644	466,084	487,342	508,170	527,938	545,696	563,285	579,122
Months locations	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Criteria	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

## Anexo A-7. Corridas Económicas Fanny 18B-21 M-1 Tratamiento con RPM Caso Esperado 10%.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31
Dayly production BOPD				121	116	111	106	102	98	94	91	88
Monthly Production				3,630	3,588	3,437	2,977	3,165	2,944	2,927	2,729	2,718
Dayly production BWPD				2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>				19,187	19,787	19,750	17,807	19,683	19,018	19,624	18,965	19,573
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	<b>6,810</b>			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	<b>250</b>			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil.

**9.23      9.50      9.91      10.79      10.74      11.32      11.59      12.19      12.46**

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995											
Total monthly amortizations			17,081	14,759	15,652	14,527	14,414	13,408	13,331	12,840	11,979	
Cummulative Amortizations			17,081	31,840	47,492	62,019	76,433	89,841	103,172	116,012	127,991	

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	127,050	125,593	120,303	104,212	110,782	103,050	102,462	95,503	95,140	
Annual Costs and expenses	-	33,497	34,096	34,059	32,117	33,992	33,328	33,934	33,275	33,882	
Annual amortizations	-	17,081	14,759	15,652	14,527	14,414	13,408	13,331	12,840	11,979	
Net Back		76,472	76,737	70,592	57,568	62,375	56,314	55,197	49,388	49,278	
LABOR (15%)	-	11,471	11,511	10,589	8,635	9,356	8,447	8,279	7,408	7,392	
INCOME TAX (%)	-	16,250	16,307	15,001	12,233	13,255	11,967	11,729	10,495	10,472	
Net Income		48,751	48,920	45,002	36,700	39,764	35,900	35,188	31,485	31,415	
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	65,832	63,679	60,654	51,227	54,178	49,308	48,519	44,325	43,394	
<b>NPV (with % monthly)</b>	<b>557,127</b>										
<b>IRR (monthly)</b>	<b>16.91%</b>										

27,721

<b>Cummulative cash flow</b>	65,832	129,511	190,166	241,392	295,571	344,879	393,398	437,723	481,117	
Calculations	-230,163	-166,484	-105,829	-54,603	-424	48,884	97,403	141,728	185,122	
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Criteria	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	6	7	8	9	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	
PRODUCTION	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	
Dayly production BOPD	85	82	79	76	74	72	69	67	65	63	
Monthly Production	2,623	2,451	2,448	2,292	2,292	2,220	1,944	2,088	1,961	1,968	
Dayly production BWPD	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	19,549	18,897	19,506	18,858	19,468	19,450	17,553	19,418	18,776	19,388
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil	12.91	13.55	13.81	14.47	14.74	15.20	16.39	16.16	16.87	17.13	

INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS										
Total Investments	295,995									
Total monthly amortizations	11,944	11,163	11,149	10,784	9,428	10,111	9,485	9,506	8,928	8,960
Cummulative Amortizations	139,935	151,098	162,247	173,031	182,459	192,570	202,055	211,561	220,489	229,449

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	91,802	85,797	85,688	80,209	80,228	77,713	68,038	73,064	68,624	68,863
Annual Costs and expenses	-	33,859	33,207	33,816	33,168	33,778	33,760	31,863	33,727	33,086	33,698
Annual amortizations	-	11,944	11,163	11,149	10,784	9,428	10,111	9,485	9,506	8,928	8,960
Net Back		45,999	41,427	40,723	36,257	37,022	33,842	26,691	29,830	26,609	26,205
LABOR (15%)	-	6,900	6,214	6,108	5,439	5,553	5,076	4,004	4,475	3,991	3,931
INCOME TAX (%)	-	9,775	8,803	8,654	7,705	7,867	7,191	5,672	6,339	5,654	5,569
Net Income		29,324	26,409	25,961	23,114	23,602	21,574	17,015	19,017	16,963	16,706
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	41,268	37,572	37,110	33,898	33,030	31,685	26,500	28,523	25,891	25,666
<b>NPV (with % monthly)</b>	557,127										
<b>IRR (monthly)</b>	16.91%										

<b>Cummulative cash flow</b>	522,385	559,958	597,068	630,965	663,995	695,681	722,181	750,704	776,595	802,261
Calculations	226,390	263,963	301,073	334,970	368,000	399,686	426,186	454,709	480,600	506,266
Months locations	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Criteria	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	
<b>PRODUCTION</b>		30	31	31	30	31	30	31	31	28	850
Daily production BOPD		62	60	58	57	55	54	52	51	50	2159
Monthly Production		1,850	1,859	1,808	1,703	1,713	1,615	1,627	1,586	1,397	65561
Daily production BWPD		2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	69412
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	18,749	19,361	19,349	18,713	19,325	18,692	19,304	19,294	17,418	534,463
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	197,483
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	210,250
cost per barrel oil		17.87	18.12	18.62	19.39	19.63	20.43	20.66	21.19	22.71	14.37

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	295,995										295,995
Total monthly amortizations		8,706	8,191	8,233	7,754	7,802	7,600	6,690	7,222	6,818	298,465
Cummulative Amortizations		238,155	246,346	254,579	262,333	270,135	277,735	284,425	291,647	298,465	-2,470

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	64,754	65,053	63,279	59,597	59,964	56,531	56,932	55,511	48,908	2,294,649
Annual Costs and expenses	-	33,059	33,671	33,658	33,023	33,635	33,001	33,614	33,604	31,728	935,136
Annual amortizations	-	8,706	8,191	8,233	7,754	7,802	7,600	6,690	7,222	6,818	298,465
Net Back		22,989	23,191	21,387	18,821	18,527	15,929	16,628	14,685	10,362	1,061,048
LABOR (15%)	-	3,448	3,479	3,208	2,823	2,779	2,389	2,494	2,203	1,554	159,157
INCOME TAX (%)	-	4,885	4,928	4,545	3,999	3,937	3,385	3,533	3,121	2,202	225,473
Net Income		14,655	14,784	13,634	11,998	11,811	10,155	10,600	9,362	6,606	676,418
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	23,361	22,975	21,867	19,752	19,613	17,755	17,290	16,584	13,424	974,883
<b>NPV (with % monthly)</b>	557,127										
<b>IRR (monthly)</b>	16.91%										

<b>Cummulative cash flow</b>	825,623	848,598	870,465	890,217	909,830	927,585	944,876	961,459	974,883
Calculations	529,628	552,603	574,470	594,222	613,835	631,590	648,881	665,464	678,888
Months locations	20	21	22	23	24	25	26	27	28
Criteria	20	21	22	23	24	25	26	27	28

## Anexo A-8. Corridas Económicas Fanny 18B-21 M-1 Tratamiento con RPM Caso Optimista 25%.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30
Dayly production BOPD				138	132	126	121	116	112	108	104	100	96	93
Monthly Production				4,140	4,093	3,920	3,396	3,610	3,358	3,339	3,112	3,100	2,991	2,796
Dayly production BWPD				2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			16,265	16,761	16,719	15,065	16,643	16,072	16,576	16,012	16,517	16,490	15,934
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil				7.39	7.59	7.92	8.65	8.57	9.05	9.25	9.74	9.94	10.30	10.82

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	295,995													
Total monthly amortizations			15,442	13,343	14,151	13,133	13,031	12,121	12,052	11,608	10,830	10,798	10,092	
Cummulative Amortizations			15,442	28,785	42,936	56,069	69,100	81,221	93,273	104,881	115,711	126,509	136,601	

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
<b>Income</b>	+		144,900	143,238	137,206	118,854	126,346	117,528	116,857	108,921	108,507	104,700	97,851	
Annual Costs and expenses	-		30,575	31,071	31,029	29,375	30,952	30,382	30,886	30,322	30,827	30,800	30,244	
Annual amortizations	-		15,442	13,343	14,151	13,133	13,031	12,121	12,052	11,608	10,830	10,798	10,092	
Net Back			98,883	98,824	92,026	76,346	82,363	75,025	73,919	66,991	66,850	63,102	57,515	
LABOR (15%)	-		14,833	14,824	13,804	11,452	12,354	11,254	11,088	10,049	10,027	9,465	8,627	
INCOME TAX (%)	-		21,013	21,000	19,556	16,223	17,502	15,943	15,708	14,236	14,206	13,409	12,222	
Net Income			63,038	63,000	58,667	48,670	52,506	47,829	47,124	42,707	42,617	40,227	36,666	
<b>CASH FLOW</b>	-295,995		78,480	76,343	72,818	61,803	65,537	59,950	59,176	54,315	53,447	51,025	46,758	
<b>NPV (with % monthly)</b>	835,053													
<b>IRR (monthly)</b>	21.64%													
			35,845											

<b>Cummulative cash flow</b>			78,480	154,824	227,641	289,444	354,982	414,931	474,107	528,422	581,869	632,894	679,652	
Calculations			-217,515	-141,171	-68,354	-6,551	58,987	118,936	178,112	232,427	285,874	336,899	383,657	
Months locations			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Criteria			1,000	1,000	1,000	1,000	5	6	7	8	9	10	11	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23
<b>PRODUCTION</b>	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30
Daily production BOPD	90	87	84	82	79	77	75	72	70	68	67	65
Monthly Production	2,792	2,614	2,614	2,532	2,217	2,381	2,236	2,244	2,110	2,120	2,062	1,942
Daily production BWPD	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066

<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	16,441	15,889	16,398	16,378	14,775	16,340	15,796	16,307	15,765	16,276	16,262	15,724
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil	11.01	11.55	11.75	12.12	13.12	12.87	13.46	13.64	14.25	14.43	14.83	15.47
---------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

## INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995												
Total monthly amortizations	10,079	9,749	8,523	9,141	8,575	8,594	8,072	8,100	7,870	7,405	7,443	7,010	
Cummulative Amortizations	146,680	156,429	164,952	174,093	182,668	191,262	199,334	207,434	215,304	222,709	230,152	237,162	

## DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	97,727	91,478	91,500	88,632	77,597	83,329	78,265	78,538	73,852	74,193	72,169	67,971
Annual Costs and expenses	-	30,751	30,199	30,707	30,687	29,085	30,650	30,106	30,616	30,075	30,586	30,572	30,034
Annual amortizations	-	10,079	9,749	8,523	9,141	8,575	8,594	8,072	8,100	7,870	7,405	7,443	7,010
Net Back		56,896	51,530	52,269	48,803	39,937	44,085	40,087	39,822	35,906	36,202	34,154	30,927
LABOR (15%)	-	8,534	7,729	7,840	7,320	5,991	6,613	6,013	5,973	5,386	5,430	5,123	4,639
INCOME TAX (%)	-	12,090	10,950	11,107	10,371	8,487	9,368	8,518	8,462	7,630	7,693	7,258	6,572
Net Income		36,271	32,850	33,322	31,112	25,460	28,104	25,555	25,386	22,890	23,079	21,773	19,716
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	46,350	42,599	41,845	40,253	34,035	36,698	33,627	33,486	30,760	30,484	29,216	26,726
<b>NPV (with % monthly)</b>	835,053												
<b>IRR (monthly)</b>	21.64%												

<b>Cummulative cash flow</b>	726,002	768,601	810,446	850,699	884,734	921,432	955,059	988,545	1,019,306	1,049,789	1,079,006	1,105,732
Calculations	430,007	472,606	514,451	554,704	588,739	625,437	659,064	692,550	723,311	753,794	783,011	809,737
Months locations	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Criteria	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23



# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33		
PRODUCTION	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	1,003	
Daily production BOPD	63	61	60	58	57	56	54	53	52	51	2728	
Monthly Production	1,954	1,842	1,855	1,809	1,594	1,722	1,627	1,642	1,552	1,568	82883	
Daily production BWPD	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	2,066	68178	
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	16,235	15,700	16,211	16,200	14,622	16,178	15,647	16,158	15,628	16,140	530,126
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	231,532
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	247,750
cost per barrel oil	15.63	16.29	16.45	16.87	18.15	17.71	18.41	18.56	19.29	19.42		12.18

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	295,995										295,995
Total monthly amortizations	7,053	6,871	6,049	6,529	6,164	6,215	5,872	5,926	5,790	5,476	299,107
Cummulative Amortizations	244,215	251,086	257,135	263,664	269,828	276,043	281,915	287,841	293,631	299,107	-3,112

DISTRIBUTIONS													
Income	+	68,389	64,473	64,931	63,310	55,780	60,265	56,936	57,459	54,326	54,865	2,900,888	
Annual Costs and expenses	-	30,545	30,009	30,521	30,509	28,932	30,488	29,956	30,468	29,938	30,450	1,002,348	
Annual amortizations	-	7,053	6,871	6,049	6,529	6,164	6,215	5,872	5,926	5,790	5,476	299,107	
Net Back		30,791	27,593	28,361	26,272	20,684	23,562	21,108	21,064	18,598	18,939	1,599,433	
LABOR (15%)	-	4,619	4,139	4,254	3,941	3,103	3,534	3,166	3,160	2,790	2,841	239,915	
INCOME TAX (%)	-	6,543	5,863	6,027	5,583	4,395	5,007	4,485	4,476	3,952	4,025	339,880	
Net Income		19,629	17,590	18,080	16,748	13,186	15,021	13,456	13,429	11,856	12,074	1,019,639	
CASH FLOW		-295,995	26,682	24,461	24,129	23,277	19,350	21,236	19,328	19,355	17,646	17,550	1,318,746
NPV (with % monthly)		835,053											
IRR (monthly)		21.64%											

<b>Cummulative cash flow</b>	1,132,414	1,156,875	1,181,004	1,204,282	1,223,631	1,244,867	1,264,195	1,283,550	1,301,196	1,318,746
Calculations	836,419	860,880	885,009	908,287	927,636	948,872	968,200	987,555	1,005,201	1,022,751
Months locations	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33
Criteria	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33

## Anexo A-9. Corridas Económicas Fanny 18B-66 M-1 Tratamiento con RPM Caso Pesimista 5%.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14
<b>PRODUCTION</b>			30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Dayly production BOPD			204	193	183	174	165	157	150	143	137	131	126	121	116	112
Monthly Production			6,120	5,980	5,666	4,858	5,115	4,715	4,648	4,297	4,248	4,069	3,776	3,747	3,485	3,465
Dayly production BWPD			3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		26,198	26,986	26,909	24,241	26,774	25,852	26,659	25,749	26,560	26,516	25,621	26,437	25,550	26,368
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil.			6.62	6.91	7.27	7.94	8.03	8.52	8.81	9.32	9.62	10.03	10.57	10.88	11.44	11.74

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>																
Total Investments	295,995															
Total monthly amortizations			18,174	15,522	16,283	14,958	14,699	13,550	13,357	12,761	11,814	11,693	10,852	10,767	10,349	8,994
Cummulative Amortizations			18,174	33,696	49,979	64,937	79,636	93,186	106,543	119,304	131,118	142,811	153,663	164,430	174,779	183,773

<b>DISTRIBUTIONS</b>																
<b>Income</b>	+		214,200	209,298	198,312	170,038	179,024	165,023	162,677	150,402	148,679	142,416	132,176	131,136	121,978	121,273
Annual Costs and expenses	-		40,508	41,296	41,219	38,551	41,083	40,162	40,969	40,059	40,870	40,826	39,931	40,747	39,859	40,678
Annual amortizations	-		18,174	15,522	16,283	14,958	14,699	13,550	13,357	12,761	11,814	11,693	10,852	10,767	10,349	8,994
Net Back			155,518	152,480	140,810	116,529	123,242	111,311	108,352	97,582	95,995	89,897	81,393	79,622	71,769	71,602
LABOR (15%)	-		23,328	22,872	21,122	17,479	18,486	16,697	16,253	14,637	14,399	13,485	12,209	11,943	10,765	10,740
INCOME TAX (%)	-		33,048	32,402	29,922	24,762	26,189	23,654	23,025	20,736	20,399	19,103	17,296	16,920	15,251	15,215
Net Income			99,143	97,206	89,767	74,287	78,567	70,961	69,074	62,208	61,197	57,309	51,888	50,759	45,753	45,646
<b>CASH FLOW</b>	-295,995		117,317	112,728	106,050	89,245	93,266	84,511	82,431	74,969	73,011	69,002	62,740	61,526	56,102	54,640
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,165,014															
<b>IRR (monthly)</b>	33.69%															

56,375

<b>Cummulative cash flow</b>		117,317	230,045	336,095	425,340	518,606	603,117	685,548	760,517	833,528	902,530	965,270	1,026,797	1,082,899	1,137,539
Calculations		-178,678	-65,950	40,100	129,345	222,611	307,122	389,553	464,522	537,533	606,535	669,275	730,802	786,904	841,544
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Criteria		1,000	1,000	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

**CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE**

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29		
PRODUCTION		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31	28	31	1,095	
Dayly production BOPD		108	104	100	97	93	90	87	85	82	80	77	75	73	71	69	3402	
Monthly Production		3,337	2,906	3,104	2,900	2,896	2,711	2,711	2,626	2,463	2,468	2,318	2,326	2,259	1,984	2,136	103334	
Dayly production BWPD		3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	3,346	120456	
COSTS BY BARREL FLUID		0.246	26,336	23,761	26,279	25,406	26,228	25,359	26,182	26,161	25,298	26,123	25,263	26,087	26,071	23,534	26,041	926,690
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	251,961	
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	270,250	
cost per barrel oil		12.18	13.10	13.08	13.69	14.00	14.63	14.94	15.41	16.08	16.38	17.07	17.37	17.87	19.08	18.89	14.02	

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>																	
Total Investments	295,995																295,995
Total monthly amortizations		9,590	8,946	8,919	8,335	8,323	8,050	7,540	7,546	7,078	7,093	6,883	6,036	6,492	6,108	6,138	296,850
Cummulative Amortizations		193,363	202,309	211,228	219,563	227,886	235,936	243,476	251,022	258,100	265,193	272,076	278,112	284,604	290,712	296,850	-855

<b>DISTRIBUTIONS</b>																	
<b>Income</b>	+	116,796	101,693	108,629	101,512	101,373	94,880	94,891	91,905	86,200	86,384	81,123	81,395	79,078	69,430	74,761	3,616,683
Annual Costs and expenses	-	40,646	38,071	40,589	39,716	40,538	39,669	40,492	40,471	39,608	40,432	39,572	40,397	40,381	37,844	40,351	1,441,841
Annual amortizations	-	9,590	8,946	8,919	8,335	8,323	8,050	7,540	7,546	7,078	7,093	6,883	6,036	6,492	6,108	6,138	296,850
Net Back		66,560	54,677	59,121	53,462	52,512	47,161	46,859	43,888	39,514	38,858	34,668	34,961	32,205	25,478	28,272	1,877,992
LABOR (15%)	-	9,984	8,202	8,868	8,019	7,877	7,074	7,029	6,583	5,927	5,829	5,200	5,244	4,831	3,822	4,241	323,145
INCOME TAX (%)	-	14,144	11,619	12,563	11,361	11,159	10,022	9,958	9,326	8,397	8,257	7,367	7,429	6,843	5,414	6,008	457,789
Net Income		42,432	34,856	37,690	34,082	33,476	30,065	29,873	27,979	25,190	24,772	22,101	22,288	20,530	16,242	18,024	1,097,059
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	52,022	43,802	46,609	42,417	41,799	38,115	37,413	35,525	32,268	31,865	28,984	28,324	27,022	22,350	24,162	1,670,216
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,165,014																
<b>IRR (monthly)</b>	33.69%																

<b>Cummulative cash flow</b>	1,189,561	1,233,363	1,279,972	1,322,389	1,364,189	1,402,304	1,439,716	1,475,241	1,507,509	1,539,374	1,568,358	1,596,681	1,623,704	1,646,054	1,670,216
Calculations	893,566	937,368	983,977	1,026,394	1,068,194	1,106,309	1,143,721	1,179,246	1,211,514	1,243,379	1,272,363	1,300,686	1,327,709	1,350,059	1,374,221
Months locations	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Criteria	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29

## Anexo A-10. Corridas Económicas Fanny 18B-66 M-1 Tratamiento con RPM Caso Esperado 10 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16
<b>PRODUCTION</b>			30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31	28
Dayly production BOPD			213	201	191	181	172	164	157	150	143	137	131	126	121	117	112	108
Monthly Production			6,390	6,244	5,916	5,073	5,341	4,923	4,853	4,487	4,435	4,249	3,943	3,912	3,639	3,618	3,484	3,034
Dayly production BWPD			3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>		0.246	24,965	25,709	25,629	23,082	25,487	24,605	25,367	24,497	25,264	25,218	24,363	25,136	24,289	25,063	25,030	22,580
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>																		
Total Investments	295,995																	
Total monthly amortizations			16,849	14,390	15,096	13,868	13,628	12,562	12,383	11,830	10,953	10,841	10,061	9,982	9,595	8,338	8,891	8,294
Cummulative Amortizations			16,849	31,239	46,335	60,203	73,831	86,393	98,776	110,606	121,559	132,400	142,461	152,443	162,038	170,376	179,267	187,561

<b>DISTRIBUTIONS</b>																		
<b>Income</b>	+		223,650	218,532	207,062	177,540	186,923	172,304	169,854	157,037	155,238	148,699	138,007	136,922	127,359	126,623	121,949	106,180
Annual Costs and expenses	-		39,275	40,019	39,938	37,392	39,797	38,914	39,677	38,807	39,574	39,528	38,673	39,445	38,598	39,373	39,340	36,890
Annual amortizations	-		16,849	14,390	15,096	13,868	13,628	12,562	12,383	11,830	10,953	10,841	10,061	9,982	9,595	8,338	8,891	8,294
Net Back			167,526	164,123	152,027	126,280	133,498	120,828	117,794	106,400	104,711	98,330	89,273	87,494	79,166	78,912	73,718	60,996
LABOR (15%)	-		25,129	24,618	22,804	18,942	20,025	18,124	17,669	15,960	15,707	14,749	13,391	13,124	11,875	11,837	11,058	9,149
INCOME TAX (%)	-		35,599	34,876	32,306	26,835	28,368	25,676	25,031	22,610	22,251	20,895	18,971	18,593	16,823	16,769	15,665	12,962
Net Income			106,798	104,629	96,917	80,504	85,105	77,028	75,094	67,830	66,753	62,685	56,912	55,778	50,468	50,307	46,995	38,885
<b>CASH FLOW</b>	-295,995		123,647	119,019	112,013	94,372	98,733	89,590	87,477	79,660	77,706	73,526	66,973	65,760	60,063	58,645	55,886	47,179
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,328,156																	
<b>IRR (monthly)</b>	35.94%																	

60,728

<b>Cummulative cash flow</b>		123,647	242,665	354,679	449,050	547,783	637,373	724,850	804,510	882,216	955,742	1,022,715	1,088,474	1,148,538	1,207,182	1,263,069	1,310,247
Calculations		-172,348	-53,330	58,684	153,055	251,788	341,378	428,855	508,515	586,221	659,747	726,720	792,479	852,543	911,187	967,074	1,014,252
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Criteria		1,000	1,000	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33		
PRODUCTION																			1,003
	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31	28	31	30	31	30	31		
Dayly production BOPD	105	101	98	94	91	88	86	83	81	78	76	74	72	70	68	66	65	3822	
Monthly Production	3,241	3,028	3,024	2,830	2,831	2,742	2,572	2,577	2,420	2,428	2,359	2,071	2,230	2,100	2,113	1,992	2,005	116103	
Dayly production BWPD	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	3,170	104610	
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	24,970	24,138	24,917	24,090	24,870	24,848	24,026	24,807	23,989	24,771	24,754	22,343	24,722	23,910	24,693	23,883	24,667	810,684
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	231,532
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	247,750
cost per barrel oil	12.12	12.70	12.97	13.57	13.84	14.28	14.91	15.18	15.83	16.09	16.56	17.70	17.50	18.20	18.46	19.18	19.44		11.11

INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS																			
Total Investments	295,995																	295,995	
Total monthly amortizations	8,269	7,727	7,717	7,463	6,990	6,996	6,562	6,576	6,381	5,596	6,019	5,663	5,691	5,359	5,391	5,251	4,952	296,164	
Cummulative Amortizations	195,830	203,557	211,274	218,737	225,727	232,723	239,285	245,861	252,242	257,838	263,857	269,520	275,211	280,570	285,961	291,212	296,164	-169	

<b>DISTRIBUTIONS</b>																				
<b>Income</b>	+	113,422	105,991	105,845	99,066	99,077	95,960	90,003	90,195	84,702	84,985	82,566	72,493	78,059	73,507	73,949	69,703	70,187		4,063,589
Annual Costs and expenses	-	39,280	38,448	39,227	38,400	39,179	39,158	38,336	39,117	38,299	39,080	39,063	36,653	39,032	38,220	39,003	38,193	38,976		1,282,906
Annual amortizations	-	8,269	7,727	7,717	7,463	6,990	6,996	6,562	6,576	6,381	5,596	6,019	5,663	5,691	5,359	5,391	5,251	4,952		296,164
Net Back		65,872	59,816	58,901	53,203	52,908	49,806	45,105	44,502	40,022	40,309	37,484	30,177	33,337	29,928	29,555	26,259	26,259		2,484,520
LABOR (15%)	-	9,881	8,972	8,835	7,980	7,936	7,471	6,766	6,675	6,003	6,046	5,623	4,527	5,000	4,489	4,433	3,939	3,939		372,678
INCOME TAX (%)	-	13,998	12,711	12,516	11,306	11,243	10,584	9,585	9,457	8,505	8,566	7,965	6,413	7,084	6,360	6,280	5,580	5,580		527,960
Net Income		41,994	38,132	37,549	33,917	33,729	31,752	28,754	28,370	25,514	25,697	23,896	19,238	21,252	19,079	18,841	16,740	16,740		1,583,881
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	50,263	45,859	45,266	41,380	40,719	38,748	35,316	34,946	31,895	31,293	29,915	24,901	26,943	24,438	24,232	21,991	21,692		1,880,045
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,328,156																			
<b>IRR (monthly)</b>	35.94%																			

<b>Cummulative cash flow</b>	1,360,510	1,406,370	1,451,636	1,493,016	1,533,735	1,572,482	1,607,799	1,642,744	1,674,640	1,705,933	1,735,848	1,760,748	1,787,691	1,812,130	1,836,362	1,858,353	1,880,045		
Calculations	1,064,515	1,110,375	1,155,641	1,197,021	1,237,740	1,276,487	1,311,804	1,346,749	1,378,645	1,409,938	1,439,853	1,464,753	1,491,696	1,516,135	1,540,367	1,562,358	1,584,050		
Months locations	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33		
Criteria	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33		

## Anexo A-11. Corridas Económicas Fanny 18B-66 M-1 Tratamiento con RPM Caso Optimista 25 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
<b>PRODUCTION</b>			30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31
Dayly production BOPD			243	230	218	207	197	187	179	171	163	156	150	144
Monthly Production			7,290	7,123	6,749	5,787	6,093	5,616	5,536	5,119	5,060	4,847	4,498	4,463
Dayly production BWPD			2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		21,290	21,899	21,807	19,621	21,646	20,879	21,509	20,756	21,392	21,339	20,604	21,245
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oilL

4.88 5.08 5.35 5.86 5.90 6.27 6.47 6.85 7.06 7.35 7.76 7.97

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995													
Total monthly amortizations			13,936	11,902	12,486	11,471	11,272	10,390	10,242	9,785	9,059	8,967	8,322	8,256
Cummulative Amortizations			13,936	25,838	38,324	49,795	61,067	71,457	81,699	91,484	100,543	109,510	117,832	126,088

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	255,150	249,311	236,225	202,546	213,250	196,572	193,777	179,155	177,103	169,643	157,445	156,206
Annual Costs and expenses	-	35,600	36,209	36,117	33,931	35,956	35,188	35,819	35,066	35,701	35,649	34,913	35,555
Annual amortizations	-	13,936	11,902	12,486	11,471	11,272	10,390	10,242	9,785	9,059	8,967	8,322	8,256
Net Back		205,614	201,200	187,622	157,144	166,022	150,994	147,717	134,304	132,342	125,027	114,210	112,396
LABOR (15%)	-	30,842	30,180	28,143	23,572	24,903	22,649	22,157	20,146	19,851	18,754	17,131	16,859
INCOME TAX (%)	-	43,693	42,755	39,870	33,393	35,280	32,086	31,390	28,540	28,123	26,568	24,270	23,884
Net Income		131,079	128,265	119,609	100,179	105,839	96,258	94,169	85,619	84,368	79,705	72,809	71,652
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	145,015	140,167	132,095	111,650	117,111	106,648	104,411	95,404	93,427	88,672	81,131	79,908
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,741,733												
<b>IRR (monthly)</b>	43.48%												

74,535

<b>Cummulative cash flow</b>	145,015	285,182	417,277	528,928	646,039	752,687	857,098	952,502	1,045,929	1,134,601	1,215,732	1,295,640
Calculations	-150,980	-10,813	121,282	232,933	350,044	456,692	561,103	656,507	749,934	838,606	919,737	999,645
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Criteria	1,000	1,000	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25
PRODUCTION		30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30
Dayly production BOPD		138	133	128	124	119	115	111	108	104	101	98	95	92
Monthly Production		4,151	4,127	3,975	3,461	3,697	3,455	3,450	3,229	3,229	3,128	2,934	2,940	2,761
Dayly production BWPD		2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	20,518	21,162	21,125	19,049	21,056	20,347	20,996	20,291	20,941	20,916	20,219	20,870	20,176
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil		8.39	8.59	8.91	9.64	9.57	10.03	10.23	10.72	10.92	11.26	11.77	11.97	12.49

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	295,995													
Total monthly amortizations	7,936	6,897	7,354	6,860	6,839	6,391	6,383	6,173	5,782	5,786	5,427	5,439	5,278	
Cummulative Amortizations	134,024	140,921	148,275	155,135	161,974	168,365	174,748	180,921	186,703	192,489	197,916	203,355	208,633	

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
Income	+	145,297	144,458	139,125	121,135	129,396	120,919	120,753	113,019	113,032	109,475	102,679	102,898	96,632
Annual Costs and expenses	-	34,828	35,472	35,435	33,358	35,366	34,657	35,305	34,601	35,251	35,226	34,528	35,180	34,486
Annual amortizations	-	7,936	6,897	7,354	6,860	6,839	6,391	6,383	6,173	5,782	5,786	5,427	5,439	5,278
Net Back		102,533	102,089	96,337	80,916	87,191	79,872	79,064	72,244	71,999	68,463	62,724	62,279	56,868
LABOR (15%)	-	15,380	15,313	14,451	12,137	13,079	11,981	11,860	10,837	10,800	10,269	9,409	9,342	8,530
INCOME TAX (%)	-	21,788	21,694	20,472	17,195	18,528	16,973	16,801	15,352	15,300	14,548	13,329	13,234	12,084
Net Income		65,365	65,081	61,415	51,584	55,584	50,918	50,403	46,056	45,899	43,645	39,986	39,703	36,253
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	73,301	71,978	68,769	58,444	62,423	57,309	56,786	52,229	51,681	49,431	45,413	45,142	41,531
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,740,884													
<b>IRR (monthly)</b>	43.48%													

<b>Cummulative cash flow</b>	1,368,941	1,440,919	1,509,688	1,568,132	1,630,555	1,687,865	1,744,651	1,796,880	1,848,561	1,897,992	1,943,406	1,988,548	2,030,079	
Calculations	1,072,946	1,144,924	1,213,693	1,272,137	1,334,560	1,391,870	1,448,656	1,500,885	1,552,566	1,601,997	1,647,411	1,692,553	1,734,084	
Months locations	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
Criteria	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	

**CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE**

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	
PRODUCTION		31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	1,095
Daily production BOPD		89	87	84	82	80	78	76	74	72	70	68	4570
Monthly Production		2,770	2,691	2,363	2,544	2,396	2,410	2,272	2,288	2,230	2,105	2,122	138913
Daily production BWPD		2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	2,642	95112
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	20,828	20,809	18,779	20,773	20,086	20,740	20,056	20,710	20,696	20,015	20,669	745,814
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	251,961
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	270,250
cost per barrel oil		12.68	13.05	14.00	13.79	14.36	14.54	15.13	15.31	15.70	16.31	16.48	9.13

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>													
Total Investments	295,995												295,995
Total monthly amortizations		4,629	4,979	4,684	4,707	4,432	4,459	4,343	4,096	4,126	3,894	3,926	256,908
Cummulative Amortizations		213,262	218,241	222,925	227,632	232,064	236,523	240,866	244,962	249,088	252,982	256,908	39,087

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
Income	+	96,955	94,195	82,703	89,054	83,860	84,364	79,521	80,073	78,062	73,678	74,284	4,861,950
Annual Costs and expenses	-	35,138	35,119	33,088	35,083	34,396	35,050	34,366	35,020	35,005	34,325	34,979	1,260,966
Annual amortizations	-	4,629	4,979	4,684	4,707	4,432	4,459	4,343	4,096	4,126	3,894	3,926	256,908
Net Back		57,188	54,098	44,931	49,264	45,032	44,855	40,812	40,957	38,930	35,459	35,379	3,344,076
LABOR (15%)	-	8,578	8,115	6,740	7,390	6,755	6,728	6,122	6,144	5,840	5,319	5,307	501,611
INCOME TAX (%)	-	12,152	11,496	9,548	10,469	9,569	9,532	8,673	8,703	8,273	7,535	7,518	710,616
Net Income		36,457	34,487	28,643	31,406	28,708	28,595	26,018	26,110	24,818	22,605	22,554	2,131,849
CASH FLOW	-295,995	41,086	39,466	33,327	36,113	33,140	33,054	30,361	30,206	28,944	26,499	26,480	2,388,757
NPV (with % monthly)	1,740,884												
IRR (monthly)	43.48%												

Cummulative cash flow	2,071,165	2,110,631	2,143,959	2,180,072	2,213,212	2,246,266	2,276,627	2,306,833	2,335,777	2,362,276	2,388,757
Calculations	1,775,170	1,814,636	1,847,964	1,884,077	1,917,217	1,950,271	1,980,632	2,010,838	2,039,782	2,066,281	2,092,762
Months locations	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Criteria	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36



## Anexo A-12. Corridas Económicas Fanny 18B-23 RE U Inferior Tratamiento con RPM Caso Pesimista 5 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
<b>PRODUCTION</b>												
Dayly production BOPD			30	31	31	28	31	30	31	30	31	
Monthly Production			147	135	124	114	106	99	92	86	81	
Dayly production BWPD			4,410	4,172	3,838	3,203	3,290	2,965	2,862	2,594	2,519	
			1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		10,981	11,252	11,170	10,024	11,035	10,625	10,930	10,534	10,846	
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	

cost per barrel oil.

5.73 6.13 6.64 7.60 7.70 8.41 8.82 9.58 9.99

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995											
Total monthly amortizations			28,699	23,730	24,170	21,614	20,721	18,670	18,021	16,884	15,350	
Cummulative Amortizations			28,699	52,429	76,599	98,213	118,934	137,604	155,625	172,509	187,859	

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	154,350	146,011	134,328	112,114	115,156	103,760	100,154	90,807	88,153	
Annual Costs and expenses	-	25,291	25,562	25,480	24,334	25,345	24,935	25,240	24,844	25,155	
Annual amortizations	-	28,699	23,730	24,170	21,614	20,721	18,670	18,021	16,884	15,350	
Net Back		100,360	96,719	84,678	66,166	69,090	60,154	56,893	49,079	47,647	
LABOR (15%)	-	15,054	14,508	12,702	9,925	10,363	9,023	8,534	7,362	7,147	
INCOME TAX (%)	-	21,327	20,553	17,994	14,060	14,682	12,783	12,090	10,429	10,125	
Net Income		63,980	61,658	53,982	42,181	44,045	38,348	36,269	31,288	30,375	
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	92,679	85,388	78,152	63,795	64,766	57,018	54,290	48,172	45,725	
<b>NPV (with % monthly)</b>	497,646										
<b>IRR (monthly)</b>	22.31%										

36,381

<b>Cummulative cash flow</b>	92,679	178,067	256,219	320,014	384,780	441,798	496,088	544,260	589,985	
Calculations	-203,316	-117,928	-39,776	24,019	88,785	145,803	200,093	248,265	293,990	
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Criteria	1,000	1,000	1,000	4	5	6	7	8	9	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	
<b>PRODUCTION</b>		31	30	31	30	31	31	28	31	30	546
Daily production BOPD		77	72	68	65	62	59	56	53	51	1546
Monthly Production		2,372	2,167	2,118	1,943	1,907	1,814	1,561	1,650	1,526	46911
Daily production BWPD		1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	1,341	24138
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	10,810	10,429	10,747	10,374	10,695	10,672	9,620	10,632	10,271	191,649
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	129,385
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	135,250
cost per barrel oil		10.59	11.42	11.83	12.70	13.11	13.77	15.33	15.12	16.11	9.73

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	295,995										295,995
Total monthly amortizations		14,939	13,648	13,341	12,646	10,848	11,425	10,535	10,388	9,608	295,237
Cummulative Amortizations		202,798	216,446	229,787	242,433	253,281	264,706	275,241	285,629	295,237	758

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	83,024	75,846	74,144	68,014	66,744	63,494	54,645	57,734	53,393	1,641,868
Annual Costs and expenses	-	25,119	24,739	25,057	24,684	25,005	24,982	23,930	24,942	24,581	449,225
Annual amortizations	-	14,939	13,648	13,341	12,646	10,848	11,425	10,535	10,388	9,608	295,237
Net Back		42,965	37,459	35,746	30,684	30,891	27,087	20,180	22,404	19,204	897,406
LABOR (15%)	-	6,445	5,619	5,362	4,603	4,634	4,063	3,027	3,361	2,881	134,611
INCOME TAX (%)	-	9,130	7,960	7,596	6,520	6,564	5,756	4,288	4,761	4,081	190,699
Net Income		27,390	23,880	22,788	19,561	19,693	17,268	12,864	14,283	12,243	572,097
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	42,329	37,528	36,129	32,207	30,541	28,693	23,399	24,671	21,851	867,334
<b>NPV (with % monthly)</b>	497,646										
<b>IRR (monthly)</b>	22.31%										

<b>Cummulative cash flow</b>	632,315	669,843	705,972	738,179	768,720	797,412	820,812	845,483	867,334
Calculations	336,320	373,848	409,977	442,184	472,725	501,417	524,817	549,488	571,339
Months locations	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Criteria	10	11	12	13	14	15	16	17	18

## Anexo A-13. Corridas Económicas Fanny 18B-23 RE U Inferior Tratamiento con RPM Caso Esperado 10 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Dayly production BOPD				154	141	130	120	111	104	97	91	85	80
Monthly Production				4,620	4,370	4,021	3,356	3,447	3,106	2,998	2,718	2,639	2,485
Dayly production BWPD				1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			10,516	10,767	10,681	9,580	10,540	10,144	10,430	10,048	10,341	10,304
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil.

5.37 5.74 6.22 7.12 7.21 7.87 8.25 8.96 9.34 9.90

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995											
Total monthly amortizations		28,262	23,368	23,802	21,285	20,405	18,386	17,747	16,627	15,116	14,711	
Cummulative Amortizations		28,262	51,630	75,432	96,717	117,122	135,508	153,255	169,882	184,998	199,709	

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	161,700	152,963	140,724	117,453	120,640	108,700	104,923	95,131	92,350	86,977
Annual Costs and expenses	-	24,826	25,077	24,991	23,889	24,850	24,453	24,739	24,358	24,651	24,613
Annual amortizations	-	28,262	23,368	23,802	21,285	20,405	18,386	17,747	16,627	15,116	14,711
Net Back		108,612	104,518	91,931	72,278	75,385	65,861	62,437	54,146	52,583	47,653
LABOR (15%)	-	16,292	15,678	13,790	10,842	11,308	9,879	9,365	8,122	7,888	7,148
INCOME TAX (%)	-	23,080	22,210	19,535	15,359	16,019	13,996	13,268	11,506	11,174	10,126
Net Income		69,240	66,630	58,606	46,077	48,058	41,987	39,803	34,518	33,522	30,379
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	97,502	89,998	82,408	67,362	68,463	60,373	57,550	51,145	48,638	45,090
<b>NPV (with % monthly)</b>	564,740										
<b>IRR (monthly)</b>	24.12%										

39,372

<b>Cummulative cash flow</b>	97,502	187,501	269,909	337,271	405,734	466,107	523,657	574,802	623,440	668,530
Calculations	-198,493	-108,494	-26,086	41,276	109,739	170,112	227,662	278,807	327,445	372,535
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Criteria	1,000	1,000	1,000	4	5	6	7	8	9	10

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	
PRODUCTION		30	31	30	31	31	28	31	30	31	577
Dayly production BOPD		76	72	68	64	61	58	56	53	51	1671
Monthly Production		2,270	2,219	2,036	1,998	1,900	1,636	1,728	1,598	1,580	50725
Dayly production BWPD		1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	1,271	24149
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	9,938	10,238	9,880	10,184	10,160	9,157	10,117	9,773	10,081	192,878
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	136,195
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	142,750
cost per barrel oil		10.68	11.06	11.88	12.26	12.88	14.35	14.14	15.07	15.43	9.30

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	295,995										295,995
Total monthly amortizations	13,439	13,138	12,453	10,682	11,251	10,374	10,230	9,462	9,355		300,093
Cummulative Amortizations	213,148	226,286	238,739	249,421	260,672	271,046	281,276	290,738	300,093		-4,098

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	79,458	77,674	71,253	69,922	66,517	57,247	60,483	55,936	55,311	1,775,363
Annual Costs and expenses	-	24,248	24,548	24,190	24,493	24,469	23,466	24,427	24,082	24,391	464,763
Annual amortizations	-	13,439	13,138	12,453	10,682	11,251	10,374	10,230	9,462	9,355	300,093
Net Back		41,771	39,989	34,610	34,747	30,797	23,407	25,826	22,392	21,565	1,010,507
LABOR (15%)	-	6,266	5,998	5,191	5,212	4,620	3,511	3,874	3,359	3,235	151,576
INCOME TAX (%)	-	8,876	8,498	7,355	7,384	6,544	4,974	5,488	4,758	4,583	214,733
Net Income		26,629	25,493	22,064	22,151	19,633	14,922	16,464	14,275	13,748	644,198
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	40,068	38,631	34,517	32,833	30,884	25,296	26,694	23,737	23,103	944,291
<b>NPV (with % monthly)</b>	564,740										
<b>IRR (monthly)</b>	24.12%										

<b>Cummulative cash flow</b>	708,598	747,228	781,745	814,578	845,462	870,758	897,452	921,188	944,291	
Calculations	412,603	451,233	485,750	518,583	549,467	574,763	601,457	625,193	648,296	
Months locations	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Criteria	11	12	13	14	15	16	17	18	19	

## Anexo A-14. Corridas Económicas Fanny 18B-23 RE U Inferior Tratamiento con RPM Caso Optimista 25 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30
Dayly production BOPD			175	160	147	136	126	118	110	103	97	91	86	
Monthly Production			5,250	4,966	4,569	3,813	3,917	3,529	3,407	3,089	2,998	2,824	2,580	
Dayly production BWPD			1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>			0.246	9,107	9,297	9,199	8,232	9,039	8,683	8,914	8,575	8,813	8,770	8,450
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>			250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil 4.46 4.75 5.15 5.91 5.96 6.51 6.82 7.41 7.71 8.17 8.82

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	295,995													
Total monthly amortizations		25,900	21,415	21,813	19,506	18,700	16,849	16,263	15,237	13,853	13,482	12,316		
Cummulative Amortizations		25,900	47,315	69,128	88,634	107,334	124,183	140,446	155,683	169,536	183,018	195,334		

### DISTRIBUTIONS

Income	+	183,750	173,822	159,914	133,469	137,091	123,523	119,231	108,103	104,944	98,838	90,293		
Annual Costs and expenses	-	23,416	23,607	23,509	22,542	23,349	22,993	23,223	22,885	23,123	23,080	22,759		
Annual amortizations	-	25,900	21,415	21,813	19,506	18,700	16,849	16,263	15,237	13,853	13,482	12,316		
Net Back		134,434	128,800	114,592	91,421	95,042	83,681	79,744	69,982	67,968	62,276	55,217		
LABOR (15%)	-	20,165	19,320	17,189	13,713	14,256	12,552	11,962	10,497	10,195	9,341	8,283		
INCOME TAX (%)	-	28,567	27,370	24,351	19,427	20,196	17,782	16,946	14,871	14,443	13,234	11,734		
Net Income		85,702	82,110	73,052	58,281	60,589	53,347	50,837	44,613	43,329	39,701	35,201		
CASH FLOW	-295,995	111,602	103,525	94,865	77,787	79,289	70,196	67,100	59,850	57,182	53,183	47,517		
NPV (with % monthly)	769,593													
IRR (monthly)	29.23%													

48,732

Cummulative cash flow	111,602	215,127	309,992	387,779	467,068	537,264	604,364	664,214	721,397	774,579	822,096			
Calculations	-184,393	-80,868	13,997	91,784	171,073	241,269	308,369	368,219	425,402	478,584	526,101			
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11			
Criteria	1,000	1,000	3	4	5	6	7	8	9	10	11			

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	
PRODUCTION		31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	669
Daily production BOPD		81	77	73	70	66	63	61	58	56	53	51	2059
Monthly Production		2,522	2,313	2,270	2,160	1,859	1,964	1,816	1,796	1,665	1,651	1,585	62542
Daily production BWPD		1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	1,059	23298
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	8,696	8,384	8,634	8,607	7,751	8,559	8,262	8,517	8,225	8,482	8,465	189,661
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	156,624
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	165,250
cost per barrel oil		9.12	9.81	10.11	10.61	11.87	11.65	12.43	12.71	13.53	13.81	14.37	8.18

INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS												
Total Investments	295,995											295,995
Total monthly amortizations	12,040	11,413	9,789	10,310	9,507	9,375	8,670	8,574	8,214	7,626	7,568	298,420
Cummulative Amortizations	207,374	218,787	228,576	238,886	248,393	257,768	266,438	275,012	283,226	290,852	298,420	-2,425

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
Income	+	88,266	80,969	79,457	75,588	65,053	68,731	63,564	62,853	58,279	57,769	55,479	2,188,986
Annual Costs and expenses	-	23,006	22,694	22,944	22,917	22,061	22,868	22,572	22,827	22,534	22,791	22,775	504,475
Annual amortizations	-	12,040	11,413	9,789	10,310	9,507	9,375	8,670	8,574	8,214	7,626	7,568	298,420
Net Back		53,221	46,862	46,724	42,361	33,485	36,488	32,322	31,452	27,531	27,352	25,136	1,386,091
LABOR (15%)	-	7,983	7,029	7,009	6,354	5,023	5,473	4,848	4,718	4,130	4,103	3,770	207,914
INCOME TAX (%)	-	11,309	9,958	9,929	9,002	7,116	7,754	6,868	6,684	5,850	5,812	5,341	294,544
Net Income		33,928	29,875	29,787	27,005	21,347	23,261	20,605	20,051	17,551	17,437	16,024	883,633
<b>CASH FLOW</b>	-295,995	45,968	41,288	39,576	37,315	30,854	32,636	29,275	28,625	25,765	25,063	23,592	1,182,053
<b>NPV (with % monthly)</b>	769,593												
<b>IRR (monthly)</b>	29.23%												

<b>Cummulative cash flow</b>	868,064	909,352	948,928	986,243	1,017,097	1,049,733	1,079,008	1,107,633	1,133,398	1,158,461	1,182,053	
Calculations	572,069	613,357	652,933	690,248	721,102	753,738	783,013	811,638	837,403	862,466	886,058	
Months locations	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	
Criteria	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	

## Anexo A-15. Corridas Económicas Fanny 18B-20 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Pesimista 1 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31
Dayly production BOPD				108	103	99	95	91	87	84	81	78
Monthly Production				3,240	3,201	3,065	2,653	2,818	2,619	2,602	2,423	2,411
Dayly production BWPD				2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			21,962	22,658	22,624	20,407	22,564	21,809	22,510	21,761	22,463
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil.

**11.19      11.55      12.05      13.08      13.08      13.79      14.15      14.89      15.25**

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	350,475											
Total monthly amortizations			27,288	23,569	24,981	23,171	22,972	21,350	21,209	20,407	19,019	
Cummulative Amortizations			27,288	50,857	75,838	99,009	121,981	143,331	164,540	184,947	203,966	

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+		113,400	112,052	107,275	92,865	98,644	91,682	91,074	84,804	84,391	
Annual Costs and expenses	-		36,272	36,968	36,934	34,716	36,873	36,119	36,820	36,071	36,773	
Annual amortizations	-		27,288	23,569	24,981	23,171	22,972	21,350	21,209	20,407	19,019	
Net Back			49,840	51,516	45,360	34,978	38,799	34,213	33,044	28,326	28,599	
LABOR (15%)	-		7,476	7,727	6,804	5,247	5,820	5,132	4,957	4,249	4,290	
INCOME TAX (%)	-		10,591	10,947	9,639	7,433	8,245	7,270	7,022	6,019	6,077	
Net Income			31,773	32,841	28,917	22,298	24,734	21,811	21,066	18,058	18,232	
<b>CASH FLOW</b>	-350,475		59,061	56,410	53,898	45,469	47,706	43,161	42,275	38,465	37,251	
<b>NPV (with % monthly)</b>	257,005											
<b>IRR (monthly)</b>	10.00%											

18,067

<b>Cummulative cash flow</b>		59,061	115,472	169,369	214,839	262,545	305,706	347,980	386,445	423,696	
Calculations		-291,414	-235,003	-181,106	-135,636	-87,930	-44,769	-2,495	35,970	73,221	
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Criteria		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	8	9	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	
<b>PRODUCTION</b>		31	30	31	30	31	31	28	31	30	546
Daily production BOPD		75	72	70	67	65	63	61	59	57	1416
Monthly Production		2,324	2,169	2,164	2,023	2,021	1,955	1,709	1,833	1,719	42952
Daily production BWPD		2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	2,868	51624
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	22,442	21,699	22,403	21,663	22,368	22,351	20,174	22,321	21,588	395,767
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	129,385
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	135,250
cost per barrel oil		15.81	16.60	16.96	17.78	18.15	18.75	20.17	19.98	20.88	15.38

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	350,475										350,475
Total monthly amortizations		18,942	17,682	17,638	17,039	14,878	15,935	14,927	14,941	14,013	349,961
Cummulative Amortizations		222,908	240,590	258,228	275,267	290,145	306,080	321,007	335,948	349,961	514

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	81,340	75,930	75,741	70,809	70,735	68,427	59,828	64,158	60,175	1,503,330
Annual Costs and expenses	-	36,752	36,008	36,712	35,972	36,677	36,661	34,484	36,631	35,898	653,342
Annual amortizations	-	18,942	17,682	17,638	17,039	14,878	15,935	14,927	14,941	14,013	349,961
Net Back		25,646	22,239	21,391	17,798	19,180	15,831	10,416	12,586	10,265	500,027
LABOR (15%)	-	3,847	3,336	3,209	2,670	2,877	2,375	1,562	1,888	1,540	75,004
INCOME TAX (%)	-	5,450	4,726	4,546	3,782	4,076	3,364	2,214	2,675	2,181	106,256
Net Income		16,349	14,178	13,637	11,346	12,227	10,092	6,641	8,024	6,544	318,767
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	35,291	31,860	31,275	28,385	27,105	26,027	21,568	22,965	20,557	668,728
<b>NPV (with % monthly)</b>	257,005										
<b>IRR (monthly)</b>	10.00%										

<b>Cummulative cash flow</b>	458,987	490,847	522,122	550,507	577,612	603,639	625,207	648,171	668,728	
Calculations	108,512	140,372	171,647	200,032	227,137	253,164	274,732	297,696	318,253	
Months locations	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Criteria	10	11	12	13	14	15	16	17	18	



## Anexo A-16. Corridas Económicas Fanny 18B-20 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Esperado 3 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Dayly production BOPD				110	105	101	97	93	89	85	82	79	76
Monthly Production				3,300	3,261	3,122	2,702	2,871	2,668	2,650	2,468	2,456	2,367
Dayly production BWPD				2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			21,549	22,230	22,196	20,019	22,134	21,393	22,080	21,344	22,032	22,010
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil

10.87 11.21 11.69 12.70 12.70 13.38 13.73 14.45 14.80 15.34

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	350,475											
Total monthly amortizations		26,558	22,938	24,313	22,551	22,357	20,779	20,641	19,861	18,510	18,435	
Cummulative Amortizations		26,558	49,496	73,809	96,360	118,717	139,496	160,137	179,998	198,508	216,943	

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+		115,500	114,128	109,261	94,585	100,471	93,380	92,760	86,374	85,954	82,846
Annual Costs and expenses	-		35,858	36,540	36,506	34,329	36,444	35,703	36,390	35,654	36,342	36,320
Annual amortizations	-		26,558	22,938	24,313	22,551	22,357	20,779	20,641	19,861	18,510	18,435
Net Back			53,084	54,650	48,443	37,705	41,670	36,898	35,729	30,860	31,102	28,091
LABOR (15%)	-		7,963	8,197	7,266	5,656	6,251	5,535	5,359	4,629	4,665	4,214
INCOME TAX (%)	-		11,280	11,613	10,294	8,012	8,855	7,841	7,592	6,558	6,609	5,969
Net Income			33,841	34,839	30,882	24,037	26,565	23,522	22,777	19,673	19,828	17,908
<b>CASH FLOW</b>	-350,475		60,399	57,777	55,195	46,588	48,922	44,301	43,418	39,534	38,338	36,343
<b>NPV (with % monthly)</b>	290,881											
<b>IRR (monthly)</b>	10.68%											

19,243

<b>Cummulative cash flow</b>		60,399	118,176	173,371	219,959	268,880	313,182	356,600	396,134	434,472	470,815
Calculations		-290,076	-232,299	-177,104	-130,516	-81,595	-37,293	6,125	45,659	83,997	120,340
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Criteria		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	7	8	9	10

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	
<b>PRODUCTION</b>		30	31	30	31	31	28	31	30	31	577
Daily production BOPD		74	71	69	66	64	62	60	58	57	1499
Monthly Production		2,210	2,204	2,061	2,058	1,991	1,741	1,867	1,751	1,755	45502
Daily production BWPD		2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	2,810	53390
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	21,280	21,970	21,244	21,934	21,918	19,783	21,887	21,168	21,860	410,032
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	136,195
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	142,750
cost per barrel oil		16.11	16.46	17.25	17.61	18.19	19.58	19.39	20.26	20.61	15.14

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	350,475										350,475
Total monthly amortizations		17,209	17,167	16,584	14,480	15,509	14,528	14,541	13,639	13,666	354,266
Cummulative Amortizations		234,152	251,319	267,903	282,383	297,892	312,420	326,961	340,600	354,266	-3,791

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	77,336	77,144	72,121	72,045	69,694	60,936	65,346	61,290	61,417	1,592,586
Annual Costs and expenses	-	35,590	36,280	35,553	36,244	36,228	34,092	36,197	35,477	36,169	681,917
Annual amortizations	-	17,209	17,167	16,584	14,480	15,509	14,528	14,541	13,639	13,666	354,266
Net Back		24,537	23,697	19,983	21,321	17,958	12,315	14,608	12,173	11,581	556,403
LABOR (15%)	-	3,680	3,555	2,997	3,198	2,694	1,847	2,191	1,826	1,737	83,460
INCOME TAX (%)	-	5,214	5,036	4,246	4,531	3,816	2,617	3,104	2,587	2,461	118,236
Net Income		15,642	15,107	12,739	13,592	11,448	7,851	9,313	7,760	7,383	354,707
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	32,851	32,274	29,323	28,072	26,957	22,379	23,854	21,399	21,049	708,973
<b>NPV (with % monthly)</b>	290,881										
<b>IRR (monthly)</b>	10.68%										

<b>Cummulative cash flow</b>	503,666	535,940	565,263	593,335	620,292	642,671	666,524	687,924	708,973	
Calculations	153,191	185,465	214,788	242,860	269,817	292,196	316,049	337,449	358,498	
Months locations	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Criteria	11	12	13	14	15	16	17	18	19	

## Anexo A-17. Corridas Económicas Fanny 18B-20 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Optimista 20 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31
Dayly production BOPD				128	122	117	112	108	103	99	96	92	89
Monthly Production				3,840	3,794	3,633	3,145	3,340	3,105	3,084	2,872	2,858	2,754
Dayly production BWPD				2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			18,051	18,610	18,570	16,739	18,498	17,870	18,435	17,812	18,379	18,354
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil				8.43	8.68	9.05	9.87	9.82	10.37	10.62	11.19	11.44	11.86

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>													
Total Investments	350,475												
Total monthly amortizations			19,867	17,159	18,188	16,869	16,724	15,544	15,441	14,857	13,846	13,790	
Cummulative Amortizations			19,867	37,026	55,214	72,083	88,807	104,351	119,792	134,649	148,495	162,285	

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
<b>Income</b>	+		134,400	132,803	127,140	110,062	116,912	108,660	107,939	100,508	100,019	96,402	
Annual Costs and expenses	-		32,360	32,919	32,880	31,049	32,808	32,180	32,745	32,122	32,689	32,664	
Annual amortizations	-		19,867	17,159	18,188	16,869	16,724	15,544	15,441	14,857	13,846	13,790	
Net Back			82,173	82,725	76,073	62,144	67,380	60,937	59,753	53,529	53,484	49,949	
LABOR (15%)	-		12,326	12,409	11,411	9,322	10,107	9,140	8,963	8,029	8,023	7,492	
INCOME TAX (%)	-		17,462	17,579	16,165	13,206	14,318	12,949	12,698	11,375	11,365	10,614	
Net Income			52,385	52,737	48,496	39,617	42,955	38,847	38,093	34,125	34,096	31,842	
<b>CASH FLOW</b>	-350,475		72,252	69,896	66,684	56,486	59,679	54,391	53,534	48,982	47,942	45,632	
<b>NPV (with % monthly)</b>	604,983												
<b>IRR (monthly)</b>	15.36%												
			29,788										

<b>Cummulative cash flow</b>			72,252	142,148	208,832	265,318	324,997	379,388	432,922	481,904	529,846	575,478	
Calculations			-278,223	-208,327	-141,643	-85,157	-25,478	28,913	82,447	131,429	179,371	225,003	
Months locations			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Criteria			1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	6	7	8	9	10	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20
PRODUCTION		30	31	30	31	31	28	31	30	31	30
Dayly production BOPD		86	83	80	77	75	72	70	68	66	64
Monthly Production		2,571	2,565	2,398	2,395	2,317	2,026	2,173	2,038	2,042	1,917
Dayly production BWPD		2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	17,739	18,307	17,696	18,265	18,246	16,464	18,211	17,607	18,179	17,578
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oilL		12.46	12.72	13.35	13.60	14.05	15.19	14.97	15.66	15.91	16.63

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	350,475										
Total monthly amortizations	12,873	12,841	12,405	10,832	11,601	10,868	10,878	10,202	10,224	9,920	
Cummulative Amortizations	175,158	187,999	200,404	211,236	222,837	233,705	244,583	254,785	265,009	274,929	

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	89,991	89,767	83,922	83,834	81,099	70,907	76,039	71,319	71,467	67,106
Annual Costs and expenses	-	32,048	32,617	32,006	32,575	32,556	30,774	32,520	31,917	32,488	31,887
Annual amortizations	-	12,873	12,841	12,405	10,832	11,601	10,868	10,878	10,202	10,224	9,920
Net Back		45,069	44,309	39,511	40,427	36,942	29,265	32,641	29,200	28,754	25,299
LABOR (15%)	-	6,760	6,646	5,927	6,064	5,541	4,390	4,896	4,380	4,313	3,795
INCOME TAX (%)	-	9,577	9,416	8,396	8,591	7,850	6,219	6,936	6,205	6,110	5,376
Net Income		28,732	28,247	25,189	25,772	23,550	18,656	20,809	18,615	18,331	16,128
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	41,605	41,088	37,594	36,604	35,151	29,524	31,687	28,817	28,555	26,048
<b>NPV (with % monthly)</b>	604,983										
<b>IRR (monthly)</b>	15.36%										

<b>Cummulative cash flow</b>	617,083	658,171	695,765	732,369	767,520	797,045	828,731	857,548	886,103	912,151	
Calculations	266,608	307,696	345,290	381,894	417,045	446,570	478,256	507,073	535,628	561,676	
Months locations	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
Criteria	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	
<b>PRODUCTION</b>		31	31	30	31	30	31	31	28	31	881
Daily production BOPD		62	60	59	57	55	54	52	51	50	2308
Monthly Production		1,923	1,868	1,757	1,765	1,662	1,671	1,627	1,431	1,544	70114
Daily production BWPD		2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	2,318	67222
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246	18,149	18,136	17,538	18,110	17,515	18,087	18,076	16,318	18,056	519,595
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	204,293
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	217,750
cost per barrel oil		16.88	17.37	18.13	18.37	19.15	19.39	19.91	21.40	20.96	13.43

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>											
Total Investments	350,475										350,475
Total monthly amortizations		9,319	9,354	8,797	8,838	8,596	7,556	8,145	7,677	7,730	350,941
Cummulative Amortizations		284,248	293,602	302,399	311,237	319,833	327,389	335,534	343,211	350,941	-466

<b>DISTRIBUTIONS</b>											
<b>Income</b>	+	67,318	65,387	61,493	61,780	58,156	58,481	56,936	50,089	54,035	2,453,973
Annual Costs and expenses	-	32,459	32,446	31,848	32,420	31,825	32,397	32,386	30,627	32,366	934,578
Annual amortizations	-	9,319	9,354	8,797	8,838	8,596	7,556	8,145	7,677	7,730	350,941
Net Back		25,540	23,587	20,848	20,522	17,735	18,528	16,405	11,784	13,940	1,168,454
LABOR (15%)	-	3,831	3,538	3,127	3,078	2,660	2,779	2,461	1,768	2,091	175,268
INCOME TAX (%)	-	5,427	5,012	4,430	4,361	3,769	3,937	3,486	2,504	2,962	248,296
Net Income		16,282	15,037	13,290	13,083	11,306	11,812	10,458	7,513	8,887	744,889
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	25,601	24,391	22,087	21,921	19,902	19,368	18,603	15,190	16,617	1,095,830
<b>NPV (with % monthly)</b>	604,983										
<b>IRR (monthly)</b>	15.36%										

<b>Cummulative cash flow</b>	937,752	962,143	984,230	1,006,151	1,026,053	1,045,421	1,064,024	1,079,214	1,095,830
Calculations	587,277	611,668	633,755	655,676	675,578	694,946	713,549	728,739	745,355
Months locations	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Criteria	21	22	23	24	25	26	27	28	29

## Anexo A-18. Corridas Económicas Fanny 18B-71 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Pesimista 1 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

			Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11
<b>PRODUCTION</b>				30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30
Dayly production BOPD				142	139	135	132	129	127	124	121	119	116	114
Monthly Production				4,260	4,298	4,199	3,706	4,011	3,795	3,836	3,633	3,674	3,597	3,410
Dayly production BWPD				3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246			28,397	29,318	29,294	26,437	29,247	28,283	29,204	28,243	29,164	29,146	28,188
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810			6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250			7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil 10.03 10.15 10.38 11.00 10.86 11.22 11.34 11.71 11.83 12.08 12.46

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

INVESTMENT AND AMORTIZATION												
Total Investments	350,475											
Total monthly amortizations		14,285	12,599	13,625	12,885	13,015	12,316	12,449	12,182	11,539	11,674	11,064
Cummulative Amortizations		14,285	26,884	40,509	53,394	66,409	78,725	91,174	103,356	114,895	126,569	137,633

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	149,100	150,443	146,956	129,705	140,373	132,837	134,269	127,143	128,596	125,907	119,334
Annual Costs and expenses	-	42,707	43,628	43,603	40,747	43,557	42,592	43,514	42,552	43,474	43,455	42,498
Annual amortizations	-	14,285	12,599	13,625	12,885	13,015	12,316	12,449	12,182	11,539	11,674	11,064
Net Back		92,108	94,216	89,727	76,073	83,801	77,928	78,306	72,409	73,582	70,778	65,772
LABOR (15%)	-	13,816	14,132	13,459	11,411	12,570	11,689	11,746	10,861	11,037	10,617	9,866
INCOME TAX (%)	-	19,573	20,021	19,067	16,165	17,808	16,560	16,640	15,387	15,636	15,040	13,977
Net Income		58,719	60,063	57,201	48,496	53,423	49,679	49,920	46,161	46,909	45,121	41,930
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	73,004	72,662	70,826	61,381	66,438	61,995	62,369	58,343	58,448	56,795	52,994
<b>NPV (with % monthly)</b>	985,450											
<b>IRR (monthly)</b>	17.88%											

33,389

<b>Cummulative cash flow</b>	73,004	145,666	216,492	277,873	344,311	406,307	468,676	527,018	585,466	642,261	695,255
Calculations	-277,471	-204,809	-133,983	-72,602	-6,164	55,832	118,201	176,543	234,991	291,786	344,780
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Criteria	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	6	7	8	9	10	11

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 12	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23
PRODUCTION		31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30
Dayly production BOPD		111	109	107	105	103	101	99	97	95	94	92	90
Monthly Production		3,452	3,273	3,315	3,251	2,879	3,127	2,969	3,011	2,861	2,903	2,851	2,710
Dayly production BWPD		3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	29,110	28,154	29,076	29,060	26,234	29,030	28,079	29,001	28,053	28,975	28,962	28,016
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oil 12.58 12.97 13.09 13.34 14.08 13.86 14.28 14.38 14.81 14.91 15.18 15.62

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>													
Total Investments	350,475												
Total monthly amortizations	11,201	10,976	9,718	10,549	10,011	10,148	9,636	9,772	9,593	9,116	9,251	8,794	
Cummulative Amortizations	148,834	159,810	169,528	180,077	190,088	200,236	209,872	219,644	229,237	238,353	247,604	256,398	

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
<b>Income</b>	+	120,804	114,561	116,037	113,770	100,778	109,451	103,929	105,400	100,129	101,593	99,775	94,848
Annual Costs and expenses	-	43,419	42,464	43,386	43,370	40,544	43,340	42,389	43,311	42,363	43,284	43,272	42,325
Annual amortizations	-	11,201	10,976	9,718	10,549	10,011	10,148	9,636	9,772	9,593	9,116	9,251	8,794
Net Back		66,183	61,121	62,933	59,851	50,223	55,964	51,904	52,317	48,174	49,192	47,252	43,729
LABOR (15%)	-	9,927	9,168	9,440	8,978	7,533	8,395	7,786	7,848	7,226	7,379	7,088	6,559
INCOME TAX (%)	-	14,064	12,988	13,373	12,718	10,672	11,892	11,030	11,117	10,237	10,453	10,041	9,292
Net Income		42,192	38,965	40,120	38,155	32,017	35,677	33,089	33,352	30,711	31,360	30,123	27,877
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	53,393	49,941	49,838	48,704	42,028	45,825	42,725	43,124	40,304	40,476	39,374	36,671
<b>NPV (with % monthly)</b>	985,450												
<b>IRR (monthly)</b>	17.88%												

<b>Cummulative cash flow</b>	748,648	798,589	848,426	897,130	939,158	984,983	1,027,708	1,070,832	1,111,136	1,151,612	1,190,986	1,227,657	
Calculations	398,173	448,114	497,951	546,655	588,683	634,508	677,233	720,357	760,661	801,137	840,511	877,182	
Months locations	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
Criteria	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 24	Mes 25	Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	
PRODUCTION		31	30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	1,064
Dayly production BOPD		89	87	86	84	83	82	80	79	78	76	75	74	3573
Monthly Production		2,751	2,617	2,658	2,613	2,321	2,527	2,405	2,445	2,329	2,368	2,331	2,221	108606
Dayly production BWPD		3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	3,706	129710
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	28,937	27,993	28,914	28,903	26,097	28,882	27,941	28,862	27,922	28,843	28,834	27,895	996,695
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	245,151
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	262,750
cost per barrel oil		15.72	16.17	16.26	16.54	17.41	17.09	17.57	17.66	18.14	18.22	18.51	19.00	13.85

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	350,475													350,475
Total monthly amortizations	8,929	8,774	7,790	8,479	8,068	8,200	7,805	7,935	7,809	7,437	7,565	7,207	352,396	
Cummulative Amortizations	265,327	274,101	281,891	290,370	298,438	306,638	314,443	322,378	330,187	337,624	345,189	352,396	-1,921	

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
<b>Income</b>	+	96,297	91,581	93,017	91,447	81,218	88,435	84,185	85,586	81,501	82,886	81,589	77,735	3,801,214
Annual Costs and expenses	-	43,247	42,302	43,224	43,213	40,406	43,192	42,250	43,172	42,232	43,153	43,144	42,205	1,497,537
Annual amortizations	-	8,929	8,774	7,790	8,479	8,068	8,200	7,805	7,935	7,809	7,437	7,565	7,207	352,396
Net Back		44,121	40,504	42,003	39,754	32,744	37,043	34,129	34,479	31,461	32,296	30,880	28,323	1,951,281
LABOR (15%)	-	6,618	6,076	6,300	5,963	4,912	5,556	5,119	5,172	4,719	4,844	4,632	4,248	292,692
INCOME TAX (%)	-	9,376	8,607	8,926	8,448	6,958	7,872	7,252	7,327	6,685	6,863	6,562	6,019	414,647
Net Income		28,127	25,821	26,777	25,343	20,874	23,615	21,757	21,980	20,056	20,589	19,686	18,056	1,243,942
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	37,056	34,595	34,567	33,822	28,942	31,815	29,562	29,915	27,865	28,026	27,251	25,263	1,596,338
<b>NPV (with % monthly)</b>	985,450													
<b>IRR (monthly)</b>	17.88%													

<b>Cummulative cash flow</b>	1,264,713	1,299,309	1,333,876	1,367,698	1,396,640	1,428,455	1,458,017	1,487,933	1,515,798	1,543,824	1,571,075	1,596,338	
Calculations	914,238	948,834	983,401	1,017,223	1,046,165	1,077,980	1,107,542	1,137,458	1,165,323	1,193,349	1,220,600	1,245,863	
Months locations	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	
Criteria	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	



## Anexo A-19. Corridas Económicas Fanny 18B-71 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Pesimista 3 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
<b>PRODUCTION</b>			30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31
Dayly production BOPD			145	142	138	135	132	129	126	124	121	118	116	114
Monthly Production			4,350	4,389	4,287	3,784	4,095	3,876	3,917	3,709	3,752	3,673	3,482	3,524
Dayly production BWPD			3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		27,866	28,768	28,743	25,940	28,696	27,749	28,652	27,708	28,612	28,592	27,652	28,556
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500

cost per barrel oilL

9.70 9.81 10.04 10.64 10.50 10.85 10.97 11.33 11.44 11.68 12.05 12.16

### INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS

Total Investments	350,475													
Total monthly amortizations			13,699	12,082	13,066	12,356	12,481	11,811	11,938	11,682	11,065	11,195	10,611	10,741
Cummulative Amortizations			13,699	25,781	38,847	51,203	63,684	75,495	87,433	99,115	110,180	121,375	131,986	142,727

### DISTRIBUTIONS

<b>Income</b>	+	152,250	153,621	150,060	132,445	143,339	135,643	137,106	129,829	131,312	128,567	121,855	123,356
Annual Costs and expenses	-	42,175	43,078	43,053	40,250	43,006	42,059	42,962	42,018	42,921	42,902	41,962	42,865
Annual amortizations	-	13,699	12,082	13,066	12,356	12,481	11,811	11,938	11,682	11,065	11,195	10,611	10,741
Net Back		96,376	98,461	93,941	79,839	87,852	81,773	82,206	76,130	77,326	74,470	69,282	69,750
LABOR (15%)	-	14,456	14,769	14,091	11,976	13,178	12,266	12,331	11,419	11,599	11,171	10,392	10,462
INCOME TAX (%)	-	20,480	20,923	19,962	16,966	18,669	17,377	17,469	16,178	16,432	15,825	14,722	14,822
Net Income		61,439	62,769	59,887	50,897	56,006	52,131	52,406	48,533	49,295	47,475	44,167	44,465
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	75,138	74,851	72,953	63,253	68,487	63,942	64,344	60,215	60,360	58,670	54,778	55,206
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,050,369												
<b>IRR (monthly)</b>	18.54%												

34,936

<b>Cummulative cash flow</b>	75,138	149,989	222,943	286,196	354,683	418,624	482,969	543,183	603,543	662,213	716,992	772,198
Calculations	-275,337	-200,486	-127,532	-64,279	4,208	68,149	132,494	192,708	253,068	311,738	366,517	421,723
Months locations	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Criteria	1,000	1,000	1,000	1,000	5	6	7	8	9	10	11	12

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25
PRODUCTION		30	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30
Dayly production BOPD		111	109	107	105	103	101	99	97	96	94	92	91	89
Monthly Production		3,342	3,385	3,319	2,940	3,193	3,032	3,075	2,921	2,964	2,911	2,767	2,809	2,672
Dayly production BWPD		3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631
COSTS BY BARREL FLUID	0.246	27,618	28,522	28,505	25,732	28,474	27,541	28,445	27,514	28,418	28,405	27,476	28,380	27,453
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500
cost per barrel oil		12.54	12.65	12.90	13.62	13.40	13.80	13.90	14.32	14.42	14.67	15.10	15.19	15.63

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>															
Total Investments	350,475														
Total monthly amortizations		7,205	6,379	6,925	6,572	6,662	6,326	6,415	6,297	5,984	6,073	5,773	5,861	5,760	
Cummulative Amortizations		104,904	111,283	118,208	124,780	131,442	137,768	144,183	150,480	156,464	162,537	168,310	174,171	179,931	

<b>DISTRIBUTIONS</b>															
<b>Income</b>	+	116,982	118,488	116,173	102,907	111,764	106,125	107,627	102,245	103,739	101,883	96,852	98,331	93,515	
Annual Costs and expenses	-	41,927	42,831	42,815	40,042	42,784	41,851	42,755	41,824	42,728	42,715	41,786	42,690	41,763	
Annual amortizations	-	7,205	6,379	6,925	6,572	6,662	6,326	6,415	6,297	5,984	6,073	5,773	5,861	5,760	
Net Back		67,849	69,278	66,433	56,293	62,318	57,948	58,457	54,124	55,028	53,095	49,293	49,781	45,993	
LABOR (15%)	-	10,177	10,392	9,965	8,444	9,348	8,692	8,769	8,119	8,254	7,964	7,394	7,467	6,899	
INCOME TAX (%)	-	14,418	14,722	14,117	11,962	13,242	12,314	12,422	11,501	11,693	11,283	10,475	10,578	9,773	
Net Income		43,254	44,165	42,351	35,887	39,727	36,942	37,266	34,504	35,080	33,848	31,424	31,735	29,320	
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	50,459	50,544	49,276	42,459	46,389	43,268	43,681	40,801	41,064	39,921	37,197	37,596	35,080	
<b>NPV (with % monthly)</b>	<b>1,017,959</b>														
<b>IRR (monthly)</b>	<b>18.08%</b>														

<b>Cummulative cash flow</b>	806,334	856,878	906,154	948,613	995,002	1,038,270	1,081,951	1,122,752	1,163,816	1,203,737	1,240,935	1,278,531	1,313,611		
Calculations	455,859	506,403	555,679	598,138	644,527	687,795	731,476	772,277	813,341	853,262	890,460	928,056	963,136		
Months locations	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		
Criteria	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25		

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	
<b>PRODUCTION</b>													
Daily production BOPD	31	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31		1,095
Monthly Production	88	86	85	83	82	81	79	78	77	76	74		3723
Daily production BWPD	2,714	2,668	2,370	2,580	2,456	2,497	2,378	2,418	2,380	2,268	2,308		113208
	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631	3,631		130716
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>													
	0.246	28,356	28,345	25,592	28,323	27,400	28,303	27,380	28,284	28,274	27,353	28,256	1,005,886
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	251,961
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	7,500	270,250
cost per barrel oil		15.72	15.99	16.84	16.52	16.98	17.07	17.53	17.61	17.89	18.37	18.45	13.50

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>													
Total Investments	350,475												350,475
Total monthly amortizations		5,113	5,566	5,296	5,383	5,124	5,209	5,126	4,882	4,966	4,731	4,814	236,141
Cummulative Amortizations		185,044	190,610	195,906	201,289	206,413	211,622	216,748	221,630	226,596	231,327	236,141	114,334

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
Income	+	94,982	93,379	82,934	90,303	85,963	87,394	83,223	84,637	83,313	79,377	80,766	3,962,287
Annual Costs and expenses	-	42,666	42,655	39,902	42,633	41,709	42,613	41,690	42,593	42,584	41,663	42,566	1,521,037
Annual amortizations	-	5,113	5,566	5,296	5,383	5,124	5,209	5,126	4,882	4,966	4,731	4,814	236,141
Net Back		47,203	45,158	37,736	42,287	39,130	39,572	36,407	37,162	35,763	32,983	33,386	2,205,109
LABOR (15%)	-	7,080	6,774	5,660	6,343	5,869	5,936	5,461	5,574	5,364	4,947	5,008	330,766
INCOME TAX (%)	-	10,031	9,596	8,019	8,986	8,315	8,409	7,736	7,897	7,600	7,009	7,095	468,586
Net Income		30,092	28,788	24,057	26,958	24,945	25,227	23,209	23,691	22,799	21,027	21,284	1,405,757
CASH FLOW	-350,475	35,205	34,354	29,353	32,341	30,069	30,436	28,335	28,573	27,765	25,758	26,098	1,641,898
NPV (with % monthly)	1,017,959												
IRR (monthly)	18.08%												

Cummulative cash flow	1,348,816	1,383,171	1,412,523	1,444,864	1,474,933	1,505,370	1,533,705	1,562,278	1,590,043	1,615,800	1,641,898	
Calculations	998,341	1,032,696	1,062,048	1,094,389	1,124,458	1,154,895	1,183,230	1,211,803	1,239,568	1,265,325	1,291,423	
Months locations	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
Criteria	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	

## Anexo A-20. Corridas Económicas Fanny 18B-71 M-1 Tratamiento Squeeze Caso Optimista 20 %.

### CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00	US\$/bbl
Labor	15%	
Income Tax	25%	
ANNUAL discount Rate	15.00%	
Monthly Discount Rate	1.25%	

		Mes 0	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
<b>PRODUCTION</b>			31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Dayly production BOPD			169	165	161	158	154	151	147	144	141	138	135	133
Monthly Production			5,239	4,621	4,997	4,726	4,773	4,517	4,566	4,467	4,232	4,281	4,058	4,108
Dayly production BWPD			2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	0.246		24,120	21,758	24,060	23,257	24,005	23,206	23,954	23,930	23,136	23,884	23,093	23,842
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	6,810		6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	250		7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750
cost per barrel oilL			7.38	7.86	7.73	8.00	8.08	8.36	8.44	8.62	8.91	8.98	9.28	9.35

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	350,475													
Total monthly amortizations			9,664	8,523	9,218	8,717	8,805	8,332	8,422	8,241	7,806	7,897	7,485	7,577
Cummulative Amortizations			9,664	18,187	27,405	36,122	44,927	53,259	61,681	69,922	77,728	85,625	93,110	100,687

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
<b>Income</b>	+		183,365	161,721	174,898	165,393	167,064	158,094	159,799	156,362	148,110	149,847	142,024	143,774
Annual Costs and expenses	-		38,680	36,318	38,620	37,817	38,565	37,766	38,514	38,490	37,695	38,444	37,653	38,401
Annual amortizations	-		9,664	8,523	9,218	8,717	8,805	8,332	8,422	8,241	7,806	7,897	7,485	7,577
Net Back			135,021	116,880	127,060	118,859	119,694	111,997	112,863	109,631	102,609	103,506	96,886	97,795
LABOR (15%)	-		20,253	17,532	19,059	17,829	17,954	16,800	16,929	16,445	15,391	15,526	14,533	14,669
INCOME TAX (%)	-		28,692	24,837	27,000	25,258	25,435	23,799	23,983	23,297	21,804	21,995	20,588	20,781
Net Income			86,076	74,511	81,001	75,773	76,305	71,398	71,950	69,890	65,413	65,985	61,765	62,344
<b>CASH FLOW</b>	-350,475		95,740	83,034	90,219	84,490	85,110	79,730	80,372	78,131	73,219	73,882	69,250	69,921
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,443,741													
<b>IRR (monthly)</b>	23.71%													
			48,945											

<b>Cummulative cash flow</b>		95,740	178,774	268,992	353,482	438,592	518,322	598,694	676,825	750,044	823,926	893,176	963,098
Calculations		-254,735	-171,701	-81,483	3,007	88,117	167,847	248,219	326,350	399,569	473,451	542,701	612,623
Months locations		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Criteria		1,000	1,000	1,000	4	5	6	7	8	9	10	11	12

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24	Mes 25
<b>PRODUCTION</b>		31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	31
Dayly production BOPD		130	127	125	122	120	118	116	113	111	109	108	106	104
Monthly Production		4,025	3,564	3,869	3,672	3,722	3,534	3,584	3,518	3,343	3,393	3,225	3,274	3,218
Dayly production BWPD		2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>	<b>0.246</b>	23,821	21,498	23,783	22,998	23,747	22,964	23,713	23,697	22,917	23,666	22,888	23,637	23,623
<b>COST BY WELL BY MONTH</b>	<b>6,810</b>	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810
<b>RENTA EQUIPO ESP BY DAY</b>	<b>250</b>	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750
cost per barrel oil		9.53	10.12	9.91	10.23	10.29	10.62	10.68	10.87	11.21	11.27	11.61	11.66	11.87

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>														
Total Investments	350,475													
Total monthly amortizations		7,425	6,574	7,136	6,773	6,865	6,519	6,611	6,490	6,167	6,258	5,949	6,040	5,936
Cummulative Amortizations		108,112	114,686	121,822	128,595	135,460	141,979	148,590	155,080	161,247	167,505	173,454	179,494	185,430

<b>DISTRIBUTIONS</b>														
<b>Income</b>	+	140,889	124,735	135,402	128,507	130,262	123,691	125,441	123,140	117,010	118,746	112,883	114,607	112,627
Annual Costs and expenses	-	38,381	36,058	38,343	37,558	38,306	37,524	38,273	38,256	37,477	38,226	37,448	38,196	38,183
Annual amortizations	-	7,425	6,574	7,136	6,773	6,865	6,519	6,611	6,490	6,167	6,258	5,949	6,040	5,936
Net Back		95,083	82,103	89,923	84,176	85,091	79,648	80,557	78,394	73,366	74,262	69,486	70,371	68,509
LABOR (15%)	-	14,262	12,315	13,488	12,626	12,764	11,947	12,084	11,759	11,005	11,139	10,423	10,556	10,276
INCOME TAX (%)	-	20,205	17,447	19,109	17,887	18,082	16,925	17,118	16,659	15,590	15,781	14,766	14,954	14,558
Net Income		60,615	52,341	57,326	53,662	54,245	50,775	51,355	49,976	46,771	47,342	44,297	44,861	43,674
<b>CASH FLOW</b>	-350,475	68,040	58,915	64,462	60,435	61,110	57,294	57,966	56,466	52,938	53,600	50,246	50,901	49,610
<b>NPV (with % monthly)</b>	1,443,741													
<b>IRR (monthly)</b>	23.71%													

<b>Cummulative cash flow</b>	1,031,138	1,090,053	1,154,515	1,214,950	1,276,061	1,333,355	1,391,321	1,447,788	1,500,725	1,554,325	1,604,572	1,655,473	1,705,083
Calculations	680,663	739,578	804,040	864,475	925,586	982,880	1,040,846	1,097,313	1,150,250	1,203,850	1,254,097	1,304,998	1,354,608
Months locations	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Criteria	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25

# CONTRACT FOR THE PROVISION OF SERVICES WITH A FIXED SERVICE FEE

Income per barrel	35.00
Labor	15%
Income Tax	25%
ANNUAL discount Rate	15.00%
Monthly Discount Rate	1.25%

		Mes 26	Mes 27	Mes 28	Mes 29	Mes 30	Mes 31	Mes 32	Mes 33	Mes 34	Mes 35	Mes 36	
<b>PRODUCTION</b>													
		28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	1,095
Daily production BOPD		102	100	99	97	95	94	92	91	89	88	87	4340
Monthly Production		2,857	3,110	2,959	3,007	2,863	2,910	2,864	2,728	2,774	2,643	2,690	131929
Daily production BWPD		2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	2,994	107784
<b>COSTS BY BARREL FLUID</b>													
	0.246	21,324	23,596	22,823	23,571	22,799	23,547	23,536	22,766	23,514	22,745	23,493	838,911
COST BY WELL BY MONTH	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	6,810	251,961
RENTA EQUIPO ESP BY DAY	250	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	7,750	279,250
cost per barrel oil		12.56	12.27	12.63	12.68	13.05	13.09	13.30	13.68	13.72	14.11	14.15	10.39

<b>INVESTMENTS AND AMORTIZATIONS</b>													
Total Investments	350,475												350,475
Total monthly amortizations		5,270	5,736	5,458	5,547	5,280	5,368	5,282	5,031	5,118	4,876	4,961	243,357
Cummulative Amortizations		190,700	196,436	201,894	207,441	212,721	218,089	223,371	228,402	233,520	238,396	243,357	107,118

<b>DISTRIBUTIONS</b>													
Income	+	99,990	108,834	103,565	105,250	100,192	101,859	100,231	95,464	97,103	92,515	94,134	4,617,529
Annual Costs and expenses	-	35,884	38,156	37,382	38,131	37,359	38,107	38,095	37,325	38,073	37,305	38,053	1,363,062
Annual amortizations	-	5,270	5,736	5,458	5,547	5,280	5,368	5,282	5,031	5,118	4,876	4,961	243,357
Net Back		58,836	64,942	60,725	61,573	57,553	58,384	56,854	53,108	53,911	50,335	51,121	3,011,111
LABOR (15%)	-	8,825	9,741	9,109	9,236	8,633	8,758	8,528	7,966	8,087	7,550	7,668	451,667
INCOME TAX (%)	-	12,503	13,800	12,904	13,084	12,230	12,407	12,081	11,285	11,456	10,696	10,863	639,861
Net Income		37,508	41,401	38,712	39,252	36,690	37,220	36,244	33,856	34,369	32,088	32,589	1,919,583
CASH FLOW	-350,475	42,778	47,137	44,170	44,799	41,970	42,588	41,526	38,887	39,487	36,964	37,550	2,162,940
NPV (with % monthly)	1,443,741												
IRR (monthly)	23.71%												

Cummulative cash flow	1,747,861	1,794,998	1,839,168	1,883,968	1,925,938	1,968,525	2,010,052	2,048,939	2,088,425	2,125,390	2,162,940	
Calculations	1,397,386	1,444,523	1,488,693	1,533,493	1,575,463	1,618,050	1,659,577	1,698,464	1,737,950	1,774,915	1,812,465	
Months locations	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	
Criteria	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	

## Anexo A-21. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO OPTIMISTA 20% FANNY 18B-20.

DATE	Fanny 18B 20			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	128	2,318	2,446	3,893	3,893	94.8%	18.11
1-Dec-12	122	2,318	2,440	3,723	7,616	95.0%	18.94
1-Jan-13	117	2,318	2,435	3,564	11,181	95.2%	19.78
1-Feb-13	112	2,318	2,430	3,416	14,597	95.4%	20.64
1-Mar-13	108	2,318	2,426	3,278	17,874	95.6%	21.51
1-Apr-13	103	2,318	2,421	3,148	21,022	95.7%	22.40
1-May-13	99	2,318	2,417	3,026	24,048	95.9%	23.30
1-Jun-13	96	2,318	2,414	2,912	26,960	96.0%	24.22
1-Jul-13	92	2,318	2,410	2,804	29,763	96.2%	25.15
1-Aug-13	89	2,318	2,407	2,703	32,466	96.3%	26.09
1-Sep-13	86	2,318	2,404	2,607	35,073	96.4%	27.05
1-Oct-13	83	2,318	2,401	2,517	37,589	96.6%	28.02
1-Nov-13	80	2,318	2,398	2,431	40,021	96.7%	29.00
1-Dec-13	77	2,318	2,395	2,350	42,371	96.8%	30.00
1-Jan-14	75	2,318	2,393	2,274	44,644	96.9%	31.01
1-Feb-14	72	2,318	2,390	2,201	46,845	97.0%	32.04
1-Mar-14	70	2,318	2,388	2,132	48,977	97.1%	33.08
1-Apr-14	68	2,318	2,386	2,066	51,043	97.2%	34.13
1-May-14	66	2,318	2,384	2,004	53,046	97.2%	35.19
1-Jun-14	64	2,318	2,382	1,944	54,990	97.3%	36.27
1-Jul-14	62	2,318	2,380	1,887	56,878	97.4%	37.36
1-Aug-14	60	2,318	2,378	1,833	58,711	97.5%	38.46
1-Sep-14	59	2,318	2,377	1,781	60,492	97.5%	39.58
1-Oct-14	57	2,318	2,375	1,732	62,224	97.6%	40.71
1-Nov-14	55	2,318	2,373	1,685	63,909	97.7%	41.85
1-Dec-14	54	2,318	2,372	1,639	65,548	97.7%	43.01
1-Jan-15	52	2,318	2,370	1,596	67,144	97.8%	44.17
1-Feb-15	51	2,318	2,369	1,555	68,699	97.8%	45.35
1-Mar-15	50	2,318	2,368	1,515	70,214	97.9%	46.54

## Anexo A-22. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO ESPERADO 3% FANNY 18B-20.

DATE	Fanny 18B 20			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	110	<b>2,810</b>	2,920	3,346	3,346	96.2%	25.55
1-Dec-12	105	2,810	2,915	3,199	6,545	96.4%	26.71
1-Jan-13	101	2,810	2,911	3,063	9,608	96.5%	27.90
1-Feb-13	97	2,810	2,907	2,936	12,544	96.7%	29.11
1-Mar-13	93	2,810	2,903	2,817	15,361	96.8%	30.35
1-Apr-13	89	2,810	2,899	2,705	18,066	96.9%	31.60
1-May-13	85	2,810	2,895	2,600	20,666	97.0%	32.87
1-Jun-13	82	2,810	2,892	2,502	23,168	97.2%	34.16
1-Jul-13	79	2,810	2,889	2,410	25,578	97.3%	35.47
1-Aug-13	76	2,810	2,886	2,323	27,901	97.4%	36.80
1-Sep-13	74	2,810	2,884	2,240	30,141	97.4%	38.15
1-Oct-13	71	2,810	2,881	2,163	32,303	97.5%	39.52
1-Nov-13	69	2,810	2,879	2,089	34,393	97.6%	40.91
1-Dec-13	66	2,810	2,876	2,020	36,412	97.7%	42.32
1-Jan-14	64	2,810	2,874	1,954	38,366	97.8%	43.75
1-Feb-14	62	2,810	2,872	1,891	40,258	97.8%	45.19
1-Mar-14	60	2,810	2,870	1,832	42,089	97.9%	46.66
1-Apr-14	58	2,810	2,868	1,775	43,865	98.0%	48.14
1-May-14	57	2,810	2,867	1,722	45,587	98.0%	49.64

## Anexo A-23. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO PESIMISTA 1 % FANNY 18B-20.

DATE	Fanny 18B 20			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	108	<b>2,868</b>	2,976	3,285	3,285	96.4%	26.56
1-Dec-12	103	2,868	2,971	3,141	6,426	96.5%	27.77
1-Jan-13	99	2,868	2,967	3,007	9,434	96.7%	29.01
1-Feb-13	95	2,868	2,963	2,882	12,316	96.8%	30.27
1-Mar-13	91	2,868	2,959	2,765	15,081	96.9%	31.55
1-Apr-13	87	2,868	2,955	2,656	17,737	97.0%	32.85
1-May-13	84	2,868	2,952	2,553	20,290	97.2%	34.17
1-Jun-13	81	2,868	2,949	2,457	22,747	97.3%	35.51
1-Jul-13	78	2,868	2,946	2,366	25,113	97.4%	36.87
1-Aug-13	75	2,868	2,943	2,280	27,393	97.5%	38.26
1-Sep-13	72	2,868	2,940	2,200	29,593	97.5%	39.66
1-Oct-13	70	2,868	2,938	2,123	31,716	97.6%	41.08
1-Nov-13	67	2,868	2,935	2,051	33,767	97.7%	42.53
1-Dec-13	65	2,868	2,933	1,983	35,750	97.8%	43.99
1-Jan-14	63	2,868	2,931	1,918	37,669	97.8%	45.48
1-Feb-14	61	2,868	2,929	1,857	39,526	97.9%	46.98
1-Mar-14	59	2,868	2,927	1,799	41,324	98.0%	48.50
1-Apr-14	57	2,868	2,925	1,743	43,067	98.0%	50.04



## Anexo A-24. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO OPTIMISTA 20% FANNY 18B-71.

DATE	Fanny 18B 71			BOPM	CUM OIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	169	2,994	3,163	5,140	5,140	94.7%	17.72
1-Dec-12	165	2,994	3,159	5,019	10,160	94.8%	18.14
1-Jan-13	161	2,994	3,155	4,903	15,063	94.9%	18.57
1-Feb-13	158	2,994	3,152	4,791	19,854	95.0%	19.01
1-Mar-13	154	2,994	3,148	4,683	24,538	95.1%	19.44
1-Apr-13	151	2,994	3,145	4,580	29,117	95.2%	19.88
1-May-13	147	2,994	3,141	4,480	33,597	95.3%	20.33
1-Jun-13	144	2,994	3,138	4,383	37,981	95.4%	20.78
1-Jul-13	141	2,994	3,135	4,291	42,271	95.5%	21.23
1-Aug-13	138	2,994	3,132	4,201	46,472	95.6%	21.68
1-Sep-13	135	2,994	3,129	4,114	50,586	95.7%	22.14
1-Oct-13	133	2,994	3,127	4,031	54,617	95.8%	22.59
1-Nov-13	130	2,994	3,124	3,950	58,567	95.8%	23.06
1-Dec-13	127	2,994	3,121	3,872	62,438	95.9%	23.52
1-Jan-14	125	2,994	3,119	3,796	66,234	96.0%	23.99
1-Feb-14	122	2,994	3,116	3,723	69,957	96.1%	24.46
1-Mar-14	120	2,994	3,114	3,652	73,608	96.1%	24.94
1-Apr-14	118	2,994	3,112	3,583	77,192	96.2%	25.42
1-May-14	116	2,994	3,110	3,517	80,708	96.3%	25.90
1-Jun-14	113	2,994	3,107	3,452	84,160	96.3%	26.38
1-Jul-14	111	2,994	3,105	3,390	87,550	96.4%	26.87
1-Aug-14	109	2,994	3,103	3,329	90,879	96.5%	27.36
1-Sep-14	108	2,994	3,102	3,270	94,149	96.5%	27.85
1-Oct-14	106	2,994	3,100	3,213	97,362	96.6%	28.34
1-Nov-14	104	2,994	3,098	3,157	100,519	96.6%	28.84
1-Dec-14	102	2,994	3,096	3,103	103,623	96.7%	29.34
1-Jan-15	100	2,994	3,094	3,051	106,674	96.8%	29.85
1-Feb-15	99	2,994	3,093	3,000	109,674	96.8%	30.35
1-Mar-15	97	2,994	3,091	2,951	112,625	96.9%	30.86
1-Apr-15	95	2,994	3,089	2,902	115,527	96.9%	31.38
1-May-15	94	2,994	3,088	2,856	118,382	97.0%	31.89
1-Jun-15	92	2,994	3,086	2,810	121,192	97.0%	32.41
1-Jul-15	91	2,994	3,085	2,765	123,958	97.1%	32.93
1-Aug-15	89	2,994	3,083	2,722	126,680	97.1%	33.45
1-Sep-15	88	2,994	3,082	2,680	129,360	97.1%	33.98
1-Oct-15	87	2,994	3,081	2,639	131,999	97.2%	34.51
1-Nov-15	85	2,994	3,079	2,599	134,598	97.2%	35.04
1-Dec-15	84	2,994	3,078	2,560	137,158	97.3%	35.57
1-Jan-16	83	2,994	3,077	2,522	139,680	97.3%	36.11
1-Feb-16	82	2,994	3,076	2,485	142,164	97.3%	36.65
1-Mar-16	80	2,994	3,074	2,449	144,613	97.4%	37.19
1-Apr-16	79	2,994	3,073	2,413	147,026	97.4%	37.74
1-May-16	78	2,994	3,072	2,379	149,405	97.5%	38.29
1-Jun-16	77	2,994	3,071	2,345	151,750	97.5%	38.84
1-Jul-16	76	2,994	3,070	2,312	154,062	97.5%	39.39
1-Aug-16	75	2,994	3,069	2,280	156,342	97.6%	39.94
1-Sep-16	74	2,994	3,068	2,249	158,590	97.6%	40.50
1-Oct-16	73	2,994	3,067	2,218	160,808	97.6%	41.06
1-Nov-16	72	2,994	3,066	2,188	162,996	97.7%	41.62
1-Dec-16	71	2,994	3,065	2,159	165,155	97.7%	42.19
1-Jan-17	70	2,994	3,064	2,130	167,285	97.7%	42.76
1-Feb-17	69	2,994	3,063	2,102	169,387	97.7%	43.33
1-Mar-17	68	2,994	3,062	2,074	171,461	97.8%	43.90
1-Apr-17	67	2,994	3,061	2,048	173,509	97.8%	44.48
1-May-17	66	2,994	3,060	2,021	175,530	97.8%	45.05
1-Jun-17	66	2,994	3,060	1,996	177,526	97.9%	45.63
1-Jul-17	65	2,994	3,059	1,971	179,496	97.9%	46.22
1-Aug-17	64	2,994	3,058	1,946	181,442	97.9%	46.80
1-Sep-17	63	2,994	3,057	1,922	183,364	97.9%	47.39
1-Oct-17	62	2,994	3,056	1,898	185,262	98.0%	47.98
1-Nov-17	62	2,994	3,056	1,875	187,137	98.0%	48.57
1-Dec-17	61	2,994	3,055	1,852	188,989	98.0%	49.17
1-Jan-18	60	2,994	3,054	1,830	190,819	98.0%	49.76
1-Feb-18	59	2,994	3,053	1,808	192,627	98.1%	50.36
1-Mar-18	59	2,994	3,053	1,787	194,414	98.1%	50.96
1-Apr-18	58	2,994	3,052	1,766	196,180	98.1%	51.57
1-May-18	57	2,994	3,051	1,745	197,926	98.1%	52.17
1-Jun-18	57	2,994	3,051	1,725	199,651	98.1%	52.78
1-Jul-18	56	2,994	3,050	1,706	201,357	98.2%	53.39
1-Aug-18	55	2,994	3,049	1,686	203,043	98.2%	54.01
1-Sep-18	55	2,994	3,049	1,667	204,710	98.2%	54.62
1-Oct-18	54	2,994	3,048	1,649	206,359	98.2%	55.24
1-Nov-18	54	2,994	3,048	1,630	207,989	98.2%	55.86
1-Dec-18	53	2,994	3,047	1,612	209,601	98.3%	56.48
1-Jan-19	52	2,994	3,046	1,595	211,196	98.3%	57.11
1-Feb-19	52	2,994	3,046	1,577	212,773	98.3%	57.74
1-Mar-19	51	2,994	3,045	1,560	214,334	98.3%	58.37
1-Apr-19	51	2,994	3,045	1,544	215,877	98.3%	59.00
1-May-19	50	2,994	3,044	1,527	217,404	98.4%	59.63
1-Jun-19	50	2,994	3,044	1,511	218,915	98.4%	60.27

## Anexo A-25. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO ESPERADO 3 % FANNY 18B-71.

DATE	Fanny 18B 71			BOPM	CUM OIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	145	3,631	3,776	4,410	4,410	96.2%	25.04
1-Dec-12	142	3,631	3,773	4,307	8,717	96.2%	25.65
1-Jan-13	138	3,631	3,769	4,207	12,924	96.3%	26.25
1-Feb-13	135	3,631	3,766	4,111	17,035	96.4%	26.87
1-Mar-13	132	3,631	3,763	4,018	21,053	96.5%	27.48
1-Apr-13	129	3,631	3,760	3,929	24,982	96.6%	28.11
1-May-13	126	3,631	3,757	3,844	28,826	96.6%	28.73
1-Jun-13	124	3,631	3,755	3,761	32,587	96.7%	29.37
1-Jul-13	121	3,631	3,752	3,681	36,268	96.8%	30.00
1-Aug-13	118	3,631	3,749	3,604	39,873	96.8%	30.64
1-Sep-13	116	3,631	3,747	3,530	43,403	96.9%	31.29
1-Oct-13	114	3,631	3,745	3,458	46,861	97.0%	31.94
1-Nov-13	111	3,631	3,742	3,389	50,249	97.0%	32.59
1-Dec-13	109	3,631	3,740	3,322	53,571	97.1%	33.25
1-Jan-14	107	3,631	3,738	3,257	56,828	97.1%	33.91
1-Feb-14	105	3,631	3,736	3,194	60,022	97.2%	34.58
1-Mar-14	103	3,631	3,734	3,133	63,155	97.2%	35.25
1-Apr-14	101	3,631	3,732	3,074	66,229	97.3%	35.93
1-May-14	99	3,631	3,730	3,017	69,247	97.3%	36.60
1-Jun-14	97	3,631	3,728	2,962	72,209	97.4%	37.29
1-Jul-14	96	3,631	3,727	2,908	75,117	97.4%	37.98
1-Aug-14	94	3,631	3,725	2,856	77,973	97.5%	38.67
1-Sep-14	92	3,631	3,723	2,806	80,779	97.5%	39.36
1-Oct-14	91	3,631	3,722	2,757	83,535	97.6%	40.06
1-Nov-14	89	3,631	3,720	2,709	86,244	97.6%	40.77
1-Dec-14	88	3,631	3,719	2,663	88,907	97.6%	41.48
1-Jan-15	86	3,631	3,717	2,618	91,525	97.7%	42.19
1-Feb-15	85	3,631	3,716	2,574	94,099	97.7%	42.91
1-Mar-15	83	3,631	3,714	2,532	96,631	97.8%	43.63
1-Apr-15	82	3,631	3,713	2,490	99,121	97.8%	44.35
1-May-15	81	3,631	3,712	2,450	101,571	97.8%	45.08
1-Jun-15	79	3,631	3,710	2,411	103,982	97.9%	45.81
1-Jul-15	78	3,631	3,709	2,373	106,354	97.9%	46.55
1-Aug-15	77	3,631	3,708	2,336	108,690	97.9%	47.29
1-Sep-15	76	3,631	3,707	2,299	110,989	98.0%	48.03
1-Oct-15	74	3,631	3,705	2,264	113,254	98.0%	48.78
1-Nov-15	73	3,631	3,704	2,230	115,483	98.0%	49.53
1-Dec-15	72	3,631	3,703	2,196	117,680	98.1%	50.28
1-Jan-16	71	3,631	3,702	2,164	119,844	98.1%	51.04
1-Feb-16	70	3,631	3,701	2,132	121,975	98.1%	51.81
1-Mar-16	69	3,631	3,700	2,101	124,076	98.1%	52.57
1-Apr-16	68	3,631	3,699	2,070	126,147	98.2%	53.34
1-May-16	67	3,631	3,698	2,041	128,188	98.2%	54.12
1-Jun-16	66	3,631	3,697	2,012	130,200	98.2%	54.89
1-Jul-16	65	3,631	3,696	1,984	132,183	98.2%	55.67
1-Aug-16	64	3,631	3,695	1,956	134,139	98.3%	56.46
1-Sep-16	63	3,631	3,694	1,929	136,069	98.3%	57.25
1-Oct-16	63	3,631	3,694	1,903	137,972	98.3%	58.04
1-Nov-16	62	3,631	3,693	1,877	139,849	98.3%	58.83
1-Dec-16	61	3,631	3,692	1,852	141,701	98.4%	59.63
1-Jan-17	60	3,631	3,691	1,827	143,528	98.4%	60.44
1-Feb-17	59	3,631	3,690	1,803	145,332	98.4%	61.24
1-Mar-17	59	3,631	3,690	1,780	147,111	98.4%	62.05
1-Apr-17	58	3,631	3,689	1,757	148,868	98.4%	62.87
1-May-17	57	3,631	3,688	1,734	150,603	98.5%	63.68
1-Jun-17	56	3,631	3,687	1,712	152,315	98.5%	64.50
1-Jul-17	56	3,631	3,687	1,691	154,006	98.5%	65.33
1-Aug-17	55	3,631	3,686	1,670	155,675	98.5%	66.15
1-Sep-17	54	3,631	3,685	1,649	157,324	98.5%	66.98
1-Oct-17	54	3,631	3,685	1,629	158,952	98.5%	67.82
1-Nov-17	53	3,631	3,684	1,609	160,561	98.6%	68.65
1-Dec-17	52	3,631	3,683	1,589	162,150	98.6%	69.49
1-Jan-18	52	3,631	3,683	1,570	163,721	98.6%	70.34
1-Feb-18	51	3,631	3,682	1,551	165,272	98.6%	71.19
1-Mar-18	50	3,631	3,681	1,533	166,805	98.6%	72.04
1-Apr-18	50	3,631	3,681	1,515	168,320	98.6%	72.89

## Anexo A-26. Pronóstico de Producción con Tratamiento de Squeeze.

### CASO PESIMISTA 1% FANNY 18B-71.

DATE	Fanny 18B 71			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	142	3,706	3,848	4,319	4,319	96.3%	26.10
1-Dec-12	139	3,706	3,845	4,218	8,537	96.4%	26.73
1-Jan-13	135	3,706	3,841	4,120	12,657	96.5%	27.36
1-Feb-13	132	3,706	3,838	4,026	16,682	96.6%	28.00
1-Mar-13	129	3,706	3,835	3,935	20,617	96.6%	28.65
1-Apr-13	127	3,706	3,833	3,848	24,466	96.7%	29.29
1-May-13	124	3,706	3,830	3,764	28,230	96.8%	29.95
1-Jun-13	121	3,706	3,827	3,683	31,913	96.8%	30.61
1-Jul-13	119	3,706	3,825	3,605	35,518	96.9%	31.27
1-Aug-13	116	3,706	3,822	3,530	39,048	97.0%	31.94
1-Sep-13	114	3,706	3,820	3,457	42,505	97.0%	32.61
1-Oct-13	111	3,706	3,817	3,387	45,891	97.1%	33.29
1-Nov-13	109	3,706	3,815	3,319	49,210	97.1%	33.97
1-Dec-13	107	3,706	3,813	3,253	52,463	97.2%	34.65
1-Jan-14	105	3,706	3,811	3,189	55,652	97.2%	35.34
1-Feb-14	103	3,706	3,809	3,128	58,780	97.3%	36.04
1-Mar-14	101	3,706	3,807	3,068	61,849	97.4%	36.74
1-Apr-14	99	3,706	3,805	3,011	64,859	97.4%	37.44
1-May-14	97	3,706	3,803	2,955	67,814	97.4%	38.15
1-Jun-14	95	3,706	3,801	2,901	70,715	97.5%	38.86
1-Jul-14	94	3,706	3,800	2,848	73,563	97.5%	39.58
1-Aug-14	92	3,706	3,798	2,797	76,360	97.6%	40.30
1-Sep-14	90	3,706	3,796	2,748	79,107	97.6%	41.03
1-Oct-14	89	3,706	3,795	2,700	81,807	97.7%	41.76
1-Nov-14	87	3,706	3,793	2,653	84,460	97.7%	42.49
1-Dec-14	86	3,706	3,792	2,608	87,068	97.7%	43.23
1-Jan-15	84	3,706	3,790	2,564	89,631	97.8%	43.97
1-Feb-15	83	3,706	3,789	2,521	92,152	97.8%	44.72
1-Mar-15	82	3,706	3,788	2,479	94,631	97.8%	45.47
1-Apr-15	80	3,706	3,786	2,439	97,070	97.9%	46.22
1-May-15	79	3,706	3,785	2,399	99,469	97.9%	46.98
1-Jun-15	78	3,706	3,784	2,361	101,830	97.9%	47.75
1-Jul-15	76	3,706	3,782	2,324	104,154	98.0%	48.51
1-Aug-15	75	3,706	3,781	2,287	106,441	98.0%	49.28
1-Sep-15	74	3,706	3,780	2,252	108,693	98.0%	50.06

## Anexo A-27. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO OPTIMISTA 25 % FANNY 18B-21.

DATE	Fanny 18B 21			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	138	2,066	2,204	4,198	4,198	93.7%	14.97
1-Dec-12	132	2,066	2,198	4,016	8,213	94.0%	15.65
1-Jan-13	126	2,066	2,192	3,846	12,060	94.2%	16.34
1-Feb-13	121	2,066	2,187	3,689	15,748	94.5%	17.04
1-Mar-13	116	2,066	2,182	3,542	19,290	94.7%	17.74
1-Apr-13	112	2,066	2,178	3,405	22,695	94.9%	18.46
1-May-13	108	2,066	2,174	3,276	25,971	95.0%	19.18
1-Jun-13	104	2,066	2,170	3,155	29,126	95.2%	19.92
1-Jul-13	100	2,066	2,166	3,042	32,168	95.4%	20.66
1-Aug-13	96	2,066	2,162	2,935	35,103	95.5%	21.41
1-Sep-13	93	2,066	2,159	2,835	37,938	95.7%	22.17
1-Oct-13	90	2,066	2,156	2,740	40,678	95.8%	22.94
1-Nov-13	87	2,066	2,153	2,650	43,328	96.0%	23.71
1-Dec-13	84	2,066	2,150	2,565	45,893	96.1%	24.50
1-Jan-14	82	2,066	2,148	2,485	48,378	96.2%	25.29
1-Feb-14	79	2,066	2,145	2,408	50,786	96.3%	26.09
1-Mar-14	77	2,066	2,143	2,336	53,122	96.4%	26.90
1-Apr-14	75	2,066	2,141	2,267	55,389	96.5%	27.72
1-May-14	72	2,066	2,138	2,202	57,591	96.6%	28.54
1-Jun-14	70	2,066	2,136	2,139	59,730	96.7%	29.37
1-Jul-14	68	2,066	2,134	2,080	61,810	96.8%	30.21
1-Aug-14	67	2,066	2,133	2,023	63,833	96.9%	31.06
1-Sep-14	65	2,066	2,131	1,969	65,802	97.0%	31.92
1-Oct-14	63	2,066	2,129	1,917	67,720	97.0%	32.78
1-Nov-14	61	2,066	2,127	1,868	69,587	97.1%	33.65
1-Dec-14	60	2,066	2,126	1,820	71,408	97.2%	34.52
1-Jan-15	58	2,066	2,124	1,775	73,182	97.3%	35.41
1-Feb-15	57	2,066	2,123	1,731	74,914	97.3%	36.30
1-Mar-15	56	2,066	2,122	1,689	76,603	97.4%	37.20
1-Apr-15	54	2,066	2,120	1,649	78,253	97.4%	38.10
1-May-15	53	2,066	2,119	1,611	79,863	97.5%	39.01
1-Jun-15	52	2,066	2,118	1,574	81,437	97.6%	39.93
1-Jul-15	51	2,066	2,117	1,538	82,975	97.6%	40.86

## Anexo A-28. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO ESPERADO 10 % FANNY 18B-21.

DATE	Fanny 18B 21			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	121	2,479	2,600	3,680	3,680	95.3%	20.49
1-Dec-12	116	2,479	2,595	3,521	7,201	95.5%	21.42
1-Jan-13	111	2,479	2,590	3,373	10,574	95.7%	22.36
1-Feb-13	106	2,479	2,585	3,235	13,808	95.9%	23.31
1-Mar-13	102	2,479	2,581	3,106	16,914	96.0%	24.28
1-Apr-13	98	2,479	2,577	2,985	19,899	96.2%	25.26
1-May-13	94	2,479	2,573	2,872	22,772	96.3%	26.25
1-Jun-13	91	2,479	2,570	2,767	25,538	96.5%	27.26
1-Jul-13	88	2,479	2,567	2,667	28,206	96.6%	28.27
1-Aug-13	85	2,479	2,564	2,574	30,779	96.7%	29.30
1-Sep-13	82	2,479	2,561	2,485	33,265	96.8%	30.34
1-Oct-13	79	2,479	2,558	2,402	35,667	96.9%	31.39
1-Nov-13	76	2,479	2,555	2,324	37,990	97.0%	32.45
1-Dec-13	74	2,479	2,553	2,249	40,239	97.1%	33.53
1-Jan-14	72	2,479	2,551	2,179	42,418	97.2%	34.61
1-Feb-14	69	2,479	2,548	2,112	44,530	97.3%	35.71
1-Mar-14	67	2,479	2,546	2,048	46,578	97.4%	36.81
1-Apr-14	65	2,479	2,544	1,988	48,566	97.4%	37.93
1-May-14	63	2,479	2,542	1,931	50,496	97.5%	39.06
1-Jun-14	62	2,479	2,541	1,876	52,372	97.6%	40.20
1-Jul-14	60	2,479	2,539	1,824	54,196	97.6%	41.35
1-Aug-14	58	2,479	2,537	1,774	55,970	97.7%	42.51
1-Sep-14	57	2,479	2,536	1,726	57,696	97.8%	43.68
1-Oct-14	55	2,479	2,534	1,681	59,377	97.8%	44.86
1-Nov-14	54	2,479	2,533	1,638	61,015	97.9%	46.04
1-Dec-14	52	2,479	2,531	1,596	62,611	97.9%	47.24
1-Jan-15	51	2,479	2,530	1,556	64,167	98.0%	48.45
1-Feb-15	50	2,479	2,529	1,518	65,685	98.0%	49.67

## Anexo A-29. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### PESIMISTA 5% FANNY 18B-21.

DATE	Fanny 18B 21			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	116	2,616	2,732	3,528	3,528	95.8%	22.55
1-Dec-12	111	2,616	2,727	3,375	6,904	95.9%	23.57
1-Jan-13	106	2,616	2,722	3,233	10,137	96.1%	24.61
1-Feb-13	102	2,616	2,718	3,101	13,238	96.2%	25.66
1-Mar-13	98	2,616	2,714	2,977	16,215	96.4%	26.73
1-Apr-13	94	2,616	2,710	2,862	19,077	96.5%	27.80
1-May-13	91	2,616	2,707	2,754	21,831	96.7%	28.90
1-Jun-13	87	2,616	2,703	2,652	24,483	96.8%	30.00
1-Jul-13	84	2,616	2,700	2,557	27,040	96.9%	31.12
1-Aug-13	81	2,616	2,697	2,467	29,507	97.0%	32.25
1-Sep-13	78	2,616	2,694	2,383	31,890	97.1%	33.40
1-Oct-13	76	2,616	2,692	2,303	34,193	97.2%	34.55
1-Nov-13	73	2,616	2,689	2,228	36,420	97.3%	35.72
1-Dec-13	71	2,616	2,687	2,156	38,577	97.4%	36.90
1-Jan-14	69	2,616	2,685	2,089	40,665	97.4%	38.10
1-Feb-14	67	2,616	2,683	2,024	42,690	97.5%	39.30
1-Mar-14	65	2,616	2,681	1,964	44,653	97.6%	40.52
1-Apr-14	63	2,616	2,679	1,906	46,559	97.7%	41.75
1-May-14	61	2,616	2,677	1,851	48,410	97.7%	42.99
1-Jun-14	59	2,616	2,675	1,798	50,208	97.8%	44.25
1-Jul-14	57	2,616	2,673	1,748	51,956	97.9%	45.51
1-Aug-14	56	2,616	2,672	1,701	53,657	97.9%	46.79
1-Sep-14	54	2,616	2,670	1,655	55,312	98.0%	48.08
1-Oct-14	53	2,616	2,669	1,612	56,924	98.0%	49.37
1-Nov-14	52	2,616	2,668	1,570	58,494	98.1%	50.68

## Anexo A-30. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO OPTIMISTA 25 % FANNY 18B-23 RE.

DATE	Fanny 18B 23 RE			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	175	1,059	1,234	5,323	5,323	85.8%	6.05
1-Dec-12	160	1,059	1,219	4,873	10,196	86.9%	6.61
1-Jan-13	147	1,059	1,206	4,483	14,679	87.8%	7.19
1-Feb-13	136	1,059	1,195	4,143	18,822	88.6%	7.78
1-Mar-13	126	1,059	1,185	3,843	22,665	89.3%	8.38
1-Apr-13	118	1,059	1,177	3,578	26,243	90.0%	9.00
1-May-13	110	1,059	1,169	3,343	29,586	90.6%	9.64
1-Jun-13	103	1,059	1,162	3,132	32,717	91.1%	10.29
1-Jul-13	97	1,059	1,156	2,942	35,659	91.6%	10.95
1-Aug-13	91	1,059	1,150	2,771	38,430	92.1%	11.63
1-Sep-13	86	1,059	1,145	2,616	41,046	92.5%	12.31
1-Oct-13	81	1,059	1,140	2,474	43,520	92.9%	13.02
1-Nov-13	77	1,059	1,136	2,346	45,866	93.2%	13.73
1-Dec-13	73	1,059	1,132	2,227	48,093	93.5%	14.46
1-Jan-14	70	1,059	1,129	2,119	50,212	93.8%	15.20
1-Feb-14	66	1,059	1,125	2,019	52,231	94.1%	15.95
1-Mar-14	63	1,059	1,122	1,927	54,158	94.4%	16.72
1-Apr-14	61	1,059	1,120	1,841	55,999	94.6%	17.49
1-May-14	58	1,059	1,117	1,762	57,762	94.8%	18.28
1-Jun-14	56	1,059	1,115	1,688	59,450	95.0%	19.08
1-Jul-14	53	1,059	1,112	1,620	61,069	95.2%	19.89
1-Aug-14	51	1,059	1,110	1,555	62,625	95.4%	20.71

## Anexo A-31. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO ESPERADO 10 % FANNY 18B-23.

DATE	Fanny 18B 23 RE			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	154	1,271	1,425	4,684	4,684	89.2%	8.25
1-Dec-12	141	1,271	1,412	4,288	8,972	90.0%	9.02
1-Jan-13	130	1,271	1,401	3,945	12,917	90.7%	9.80
1-Feb-13	120	1,271	1,391	3,645	16,563	91.4%	10.60
1-Mar-13	111	1,271	1,382	3,382	19,945	92.0%	11.43
1-Apr-13	104	1,271	1,375	3,149	23,094	92.5%	12.28
1-May-13	97	1,271	1,368	2,941	26,035	92.9%	13.14
1-Jun-13	91	1,271	1,362	2,756	28,791	93.3%	14.03
1-Jul-13	85	1,271	1,356	2,589	31,380	93.7%	14.93
1-Aug-13	80	1,271	1,351	2,438	33,818	94.1%	15.86
1-Sep-13	76	1,271	1,347	2,302	36,120	94.4%	16.80
1-Oct-13	72	1,271	1,343	2,178	38,298	94.7%	17.75
1-Nov-13	68	1,271	1,339	2,064	40,362	94.9%	18.73
1-Dec-13	64	1,271	1,335	1,960	42,322	95.2%	19.72
1-Jan-14	61	1,271	1,332	1,865	44,187	95.4%	20.73
1-Feb-14	58	1,271	1,329	1,777	45,964	95.6%	21.76
1-Mar-14	56	1,271	1,327	1,696	47,659	95.8%	22.80
1-Apr-14	53	1,271	1,324	1,620	49,280	96.0%	23.86
1-May-14	51	1,271	1,322	1,551	50,830	96.1%	24.93

## Anexo A-32. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO PESIMISTA 5 % FANNY 18B-23.

DATE	Fanny 18B 23 RE			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	147	1,341	1,488	4,471	4,471	90.1%	9.12
1-Dec-12	135	1,341	1,476	4,093	8,565	90.9%	9.96
1-Jan-13	124	1,341	1,465	3,766	12,330	91.5%	10.83
1-Feb-13	114	1,341	1,455	3,480	15,810	92.1%	11.72
1-Mar-13	106	1,341	1,447	3,228	19,038	92.7%	12.63
1-Apr-13	99	1,341	1,440	3,006	22,044	93.1%	13.57
1-May-13	92	1,341	1,433	2,808	24,852	93.6%	14.53
1-Jun-13	86	1,341	1,427	2,631	27,482	93.9%	15.51
1-Jul-13	81	1,341	1,422	2,471	29,954	94.3%	16.51
1-Aug-13	77	1,341	1,418	2,327	32,281	94.6%	17.52
1-Sep-13	72	1,341	1,413	2,197	34,478	94.9%	18.56
1-Oct-13	68	1,341	1,409	2,079	36,557	95.2%	19.62
1-Nov-13	65	1,341	1,406	1,970	38,527	95.4%	20.70
1-Dec-13	62	1,341	1,403	1,871	40,398	95.6%	21.80
1-Jan-14	59	1,341	1,400	1,780	42,178	95.8%	22.92
1-Feb-14	56	1,341	1,397	1,696	43,874	96.0%	24.05
1-Mar-14	53	1,341	1,394	1,619	45,493	96.2%	25.20
1-Apr-14	51	1,341	1,392	1,547	47,040	96.3%	26.37



## Anexo A-33. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO OPTIMISTA 25 % FANNY 18B-66.

DATE	Fanny 18B 66			BOPM	CUMOIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	204	3,346	3,550	6,205	6,205	94.3%	16.40
1-Dec-12	236	3,346	3,582	7,191	13,396	93.4%	14.15
1-Jan-13	224	3,346	3,570	6,813	20,209	93.7%	14.94
1-Feb-13	213	3,346	3,559	6,468	26,676	94.0%	15.74
1-Mar-13	202	3,346	3,548	6,150	32,827	94.3%	16.55
1-Apr-13	193	3,346	3,539	5,858	38,685	94.6%	17.37
1-May-13	184	3,346	3,530	5,589	44,274	94.8%	18.21
1-Jun-13	176	3,346	3,522	5,339	49,614	95.0%	19.06
1-Jul-13	168	3,346	3,514	5,108	54,721	95.2%	19.92
1-Aug-13	161	3,346	3,507	4,893	59,614	95.4%	20.80
1-Sep-13	154	3,346	3,500	4,692	64,307	95.6%	21.69
1-Oct-13	148	3,346	3,494	4,505	68,812	95.8%	22.59
1-Nov-13	142	3,346	3,488	4,330	73,142	95.9%	23.50
1-Dec-13	137	3,346	3,483	4,166	77,309	96.1%	24.43
1-Jan-14	132	3,346	3,478	4,013	81,321	96.2%	25.36
1-Feb-14	127	3,346	3,473	3,868	85,189	96.3%	26.31
1-Mar-14	123	3,346	3,469	3,732	88,921	96.5%	27.27
1-Apr-14	118	3,346	3,464	3,604	92,525	96.6%	28.24
1-May-14	114	3,346	3,460	3,483	96,008	96.7%	29.22
1-Jun-14	111	3,346	3,457	3,368	99,376	96.8%	30.22
1-Jul-14	107	3,346	3,453	3,260	102,636	96.9%	31.22
1-Aug-14	104	3,346	3,450	3,157	105,793	97.0%	32.23
1-Sep-14	101	3,346	3,447	3,060	108,854	97.1%	33.26
1-Oct-14	98	3,346	3,444	2,968	111,821	97.2%	34.29
1-Nov-14	95	3,346	3,441	2,880	114,701	97.2%	35.34
1-Dec-14	92	3,346	3,438	2,796	117,498	97.3%	36.40
1-Jan-15	89	3,346	3,435	2,717	120,214	97.4%	37.46
1-Feb-15	87	3,346	3,433	2,641	122,855	97.5%	38.54
1-Mar-15	84	3,346	3,430	2,568	125,424	97.5%	39.63
1-Apr-15	82	3,346	3,428	2,499	127,923	97.6%	40.72
1-May-15	80	3,346	3,426	2,433	130,356	97.7%	41.83
1-Jun-15	78	3,346	3,424	2,370	132,726	97.7%	42.94
1-Jul-15	76	3,346	3,422	2,309	135,036	97.8%	44.07
1-Aug-15	74	3,346	3,420	2,251	137,287	97.8%	45.20
1-Sep-15	72	3,346	3,418	2,196	139,483	97.9%	46.35
1-Oct-15	70	3,346	3,416	2,142	141,625	97.9%	47.50

## Anexo A-34. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO ESPERADO 10 % FANNY 18B-66.

DATE	Fanny 18B 66			BOPM	CUM OIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	213	3.170	3.383	6.479	6.479	93,7%	14,88
1-Dec-12	201	3.170	3.371	6.126	12.605	94,0%	15,74
1-Jan-13	191	3.170	3.361	5.805	18.410	94,3%	16,61
1-Feb-13	181	3.170	3.351	5.510	23.920	94,6%	17,50
1-Mar-13	172	3.170	3.342	5.240	29.161	94,8%	18,40
1-Apr-13	164	3.170	3.334	4.991	34.152	95,1%	19,32
1-May-13	157	3.170	3.327	4.762	38.914	95,3%	20,25
1-Jun-13	150	3.170	3.320	4.549	43.463	95,5%	21,20
1-Jul-13	143	3.170	3.313	4.352	47.815	95,7%	22,16
1-Aug-13	137	3.170	3.307	4.169	51.983	95,9%	23,13
1-Sep-13	131	3.170	3.301	3.998	55.981	96,0%	24,12
1-Oct-13	126	3.170	3.296	3.838	59.820	96,2%	25,12
1-Nov-13	121	3.170	3.291	3.689	63.509	96,3%	26,13
1-Dec-13	117	3.170	3.287	3.550	67.059	96,4%	27,16
1-Jan-14	112	3.170	3.282	3.419	70.478	96,6%	28,20
1-Feb-14	108	3.170	3.278	3.296	73.773	96,7%	29,26
1-Mar-14	105	3.170	3.275	3.180	76.953	96,8%	30,32
1-Apr-14	101	3.170	3.271	3.070	80.023	96,9%	31,40
1-May-14	98	3.170	3.268	2.967	82.991	97,0%	32,50
1-Jun-14	94	3.170	3.264	2.870	85.860	97,1%	33,60
1-Jul-14	91	3.170	3.261	2.778	88.638	97,2%	34,71
1-Aug-14	88	3.170	3.258	2.690	91.328	97,3%	35,84
1-Sep-14	86	3.170	3.256	2.607	93.935	97,4%	36,98
1-Oct-14	83	3.170	3.253	2.529	96.464	97,4%	38,13
1-Nov-14	81	3.170	3.251	2.454	98.918	97,5%	39,30
1-Dec-14	78	3.170	3.248	2.382	101.300	97,6%	40,47
1-Jan-15	76	3.170	3.246	2.315	103.615	97,7%	41,66
1-Feb-15	74	3.170	3.244	2.250	105.865	97,7%	42,85
1-Mar-15	72	3.170	3.242	2.188	108.053	97,8%	44,06
1-Apr-15	70	3.170	3.240	2.129	110.183	97,8%	45,28
1-May-15	68	3.170	3.238	2.073	112.256	97,9%	46,51
1-Jun-15	66	3.170	3.236	2.019	114.275	97,9%	47,75
1-Jul-15	65	3.170	3.235	1.968	116.242	98,0%	49,00
1-Aug-15	63	3.170	3.233	1.918	118.161	98,0%	50,27

## Anexo A-35. Tabla de Pronóstico de Producción con Tratamiento Químico (RPM).

### CASO PESIMISTA 5 % FANNY 18B-66.

DATE	Fanny 18B 66			BOPM	CUM OIL	BSW%	WOR
	WOPR	WWPR	WFPR				
1-Nov-12	204	3.346	3.550	6.205	6.205	94,3%	16,40
1-Dec-12	193	3.346	3.539	5.867	12.073	94,5%	17,35
1-Jan-13	183	3.346	3.529	5.560	17.632	94,8%	18,31
1-Feb-13	174	3.346	3.520	5.278	22.910	95,1%	19,28
1-Mar-13	165	3.346	3.511	5.019	27.928	95,3%	20,28
1-Apr-13	157	3.346	3.503	4.780	32.709	95,5%	21,29
1-May-13	150	3.346	3.496	4.561	37.269	95,7%	22,32
1-Jun-13	143	3.346	3.489	4.357	41.626	95,9%	23,36
1-Jul-13	137	3.346	3.483	4.168	45.794	96,1%	24,42
1-Aug-13	131	3.346	3.477	3.993	49.787	96,2%	25,49
1-Sep-13	126	3.346	3.472	3.829	53.616	96,4%	26,58
1-Oct-13	121	3.346	3.467	3.676	57.292	96,5%	27,68
1-Nov-13	116	3.346	3.462	3.534	60.826	96,6%	28,80
1-Dec-13	112	3.346	3.458	3.400	64.226	96,8%	29,94
1-Jan-14	108	3.346	3.454	3.274	67.500	96,9%	31,08
1-Feb-14	104	3.346	3.450	3.156	70.656	97,0%	32,24
1-Mar-14	100	3.346	3.446	3.045	73.701	97,1%	33,42
1-Apr-14	97	3.346	3.443	2.941	76.642	97,2%	34,61
1-May-14	93	3.346	3.439	2.842	79.484	97,3%	35,81
1-Jun-14	90	3.346	3.436	2.749	82.233	97,4%	37,03
1-Jul-14	87	3.346	3.433	2.660	84.893	97,5%	38,26
1-Aug-14	85	3.346	3.431	2.576	87.469	97,5%	39,50
1-Sep-14	82	3.346	3.428	2.497	89.966	97,6%	40,76
1-Oct-14	80	3.346	3.426	2.422	92.388	97,7%	42,03
1-Nov-14	77	3.346	3.423	2.350	94.738	97,7%	43,31
1-Dec-14	75	3.346	3.421	2.282	97.020	97,8%	44,60
1-Jan-15	73	3.346	3.419	2.217	99.237	97,9%	45,91
1-Feb-15	71	3.346	3.417	2.155	101.392	97,9%	47,23
1-Mar-15	69	3.346	3.415	2.096	103.487	98,0%	48,56
1-Apr-15	67	3.346	3.413	2.039	105.527	98,0%	49,90

## **Glosario de términos**

**Acuífero:** Zona subterránea de roca permeable saturada con agua bajo presión, para aplicaciones de almacenamiento de gas un acuífero necesitara estar formado por una capa permeable de roca en la parte inferior y una capa impermeable en la parte superior, con una cavidad para almacenamiento de gas.

**Agua de Formación:** Agua que se encuentra conjuntamente con el petróleo y el gas en los yacimientos de hidrocarburos. Puede tener diferentes concentraciones de sales minerales.

**Análisis de Núcleos:** Examen de laboratorio de muestras geológicas tomadas durante la perforación del pozo, para determinar parámetros geológicos y petrofísicos de las rocas y de sus fluidos tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos, como datos fundamentales.

**API GRAVITY:** Gravedad del petróleo, determinada a base de los estándares del American Petroleum Institute (API).

**Arena Productiva:** Capa de arena o arenisca donde se encuentra acumulaciones de hidrocarburos.

**Arcilla:** Materia plástica, blanda, de varios colores, comúnmente compuesta de silicato de aluminio, formado por la descomposición del feldespato y de otros silicatos de aluminio.

**Arenisca:** Roca sedimentaria compuesta de arena cementada por otros materiales.

## **B**

**Barril:** Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados, equivale a 42 galones americanos o 158.98 litros.

**Bombeo Electrosumergible:** Método de levantamiento en pozos de petróleo consiste en bajar una bomba accionada con un motor eléctrico al fondo del pozo para impulsar el crudo a la superficie.

**Block:** La subdivisión en acres dedicada a la exploración y producción. Los blocks son definidos generalmente en términos de latitud y longitud a intervalos de grado.

## C

**Caliza:** Roca sedimentaria, cuyo componente principal es el carbonato de calcio.

**Cemento:** Cal hidráulica que sirve para fabricar una especie de argamasa. El cemento que se utiliza en las instalaciones petroleras es el corriente tipo Pórtland y se calcula por sacos de 94 lbs.

**Co-polímero:** Sustancia formada cuando dos o más de éstas se polimerizan al mismo tiempo, dando por resultado un producto el cual no es una mezcla de polímeros individuales sino un complejo que tiene propiedades de cada polímero que lo compone.

**Costo de Producción:** Son las alícuotas de los reembolsos de las inversiones, costos y gastos efectuados en el período de exploración y en el de explotación, incluido el pago por servicios que realice la empresa al contratista.

## D

**Daño de Formación:** Daño de la productividad de una formación como resultado de la invasión a la misma de fluidos o partículas provenientes del lodo o formaciones adyacentes.

**Darcy:** Unidad de medición de permeabilidad nombrada en honor a su creador, Henry D'Arcy. Dado que la permeabilidad promedio es frecuentemente menor de un darcy, la medición se expresa en milidarcys (md).

**Densidad:** Medida de la materia como masa por unidad de volumen expresada en libras por galón (ppg), gramos por centímetro cúbico (g/cc) y libras por pie cúbico (lb/ft<sup>3</sup>).

## F

**Falla:** Término geológico que describe una fractura de estratos subterráneos desplazados arriba o abajo de una posición original.

**Filtración:** Proceso de separación de los sólidos suspendidos desde sus líquidos forzando al líquido a través de un medio poroso.

**Fluido:** Cualquier sustancia que rápidamente asume la forma del contenedor en el cual está depositada. El término incluye a líquidos y gases.

**Flujo:** Movimiento de fluidos en general. Puede ser el desplazamiento de petróleo en los yacimientos, del lodo de perforación, del crudo o gas en poliductos, de derivados en refinerías, etc.

## G

**Gamma Ray:** Registro Rayos Gamma. Se baja en la primera y segunda corrida en el pozo a hueco abierto con wire line o con LWD.

**Gel:** Término empleado para designar a las arcillas comerciales altamente coloidales, altamente cedentes y constructoras de viscosidad tales como la bentonita y las arcillas de atapulgita.

## H

**Hidróxido:** Compuestos básicos que contienen el radical OH

**Humectación:** Adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

## L

**Lechada:** Mezcla de cementos que se bombean en el pozo y que al endurecerse o fraguarse proporciona sustentación a la tubería de cemento.

**Litología:** Estudio, descripción y clasificación de rocas.

## M

**Milidarcy:** 1/1000 darcy. Ver “Darcy”.

**Molécula:** La partícula más pequeña a la que un compuesto puede ser reducido sin perder su identidad química.

**Monómero:** Una molécula sencilla que puede ser químicamente unida para formar cadenas largas conocidas como polímeros.

## O

**Obturar:** Tapar o cerrar una abertura o conducto introduciendo o aplicando un cuerpo

## P

**Partes por Millón:** (ppm). Unidad de peso del soluto por millón de unidades en peso de solución (soluto más solvente), que corresponde al porcentaje en peso excepto que la base es un millón en vez de mil.

**Pérdidas de Circulación:** Resultado de todo el fluido de perforación que escapa

**Permeabilidad:** Capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. La unidad de permeabilidad es el darcy.

**Polietileno:** Polímero formado por la unión de moléculas de etileno; uno de los plásticos más importantes.

**Polímero:** Sustancia formada cuando dos o más moléculas del mismo tipo son enlazadas extremo con extremo, dando como resultado otro compuesto que tiene los

mismos elementos que las moléculas originales, pero más elevado peso molecular y diferentes propiedades físicas.

**Porosidad:** Es una medida de la capacidad de almacenamiento de fluidos que posee una roca y se define como la fracción del volumen total de la roca que corresponde a espacios que pueden almacenar fluidos.

**Presión:** Esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza entre área, tal como newton por metro cuadrado.

**Presión de Formación o de Reservorio:** Presión natural a la cual es sometido el petróleo o gas por efectos del peso de la corteza terrestre y la profundidad, la misma que los empuja a la superficie.

## R

**Reacondicionamientos de Pozos:** Son trabajos destinados a mejorar la producción de un pozo. Pueden ser trabajos de reparación de la completación de un pozo o trabajos a la formación tales como estimulaciones, acidificaciones, fracturamientos, etc.

**Registro Eléctrico:** Corridos con una línea de alambre para obtener información concerniente a la porosidad, permeabilidad, contenido de fluido de las formaciones perforadas y otra información.

**Reservas:** Son volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento y factibles de recuperación.

**Reservas Remanentes:** Volumen de hidrocarburos recuperables, cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en yacimiento.

**Reservorio:** Roca porosa y permeable que tiene capacidad de almacenar y ceder fluidos tales como petróleo, gas y agua.



**Resistividad:** Resistencia eléctrica ofrecida al paso de una corriente, es expresada en ohm-metro; es el recíproco de la conductividad.

## T

**Trampa:** Estructura geológica en la cual se acumulan hidrocarburos para formar un campo de aceite o gas.

**Trampa Estructural:** Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre.

## V

**Viscosidad:** Resistencia interna ofrecida por un fluido al flujo.

## Y

**Yacimiento:** Acumulación de aceite y/o gas en rocas porosas tal como una arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (aceite, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus grandes variantes.